国家出版基金项目
NATIONAL PUBLICATION FOUNDATION

# 中国战略性新兴产业研究与发展

R&D of China's Strategic New Industries

## 风　能

Wind Energy

国家发展和改革委员会能源研究所　组编
王仲颖　主编

机械工业出版社
China Machine Press

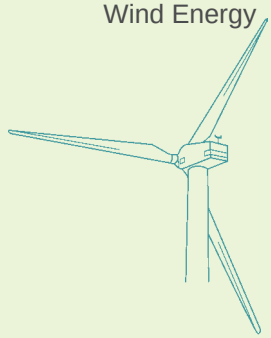
王仲颖　国家发展和改革委员会能源研究所副所长，研究员。长期从事能源供需分析以及能源供应模型研究、新能源和可再生能源产业政策研究等，研究领域涉及国家暨区域新能源和可再生能源发展战略和规划、可再生能源立法、新能源和可再生能源产业发展配套政策等。

# 中国战略性新兴产业研究与发展

R&D of China's Strategic New Industries

## 风 能

Wind Energy



国家发展和改革委员会能源研究所 组编

王仲颖 主编

机械工业出版社
China Machine Press

本书概述了人类开发利用风能的历史，回顾了全球风电产业发展现状，从经济环境效益（能源安全、社会经济发展、环境保护）等方面论述了开发利用风能的重要意义。书中着重揭示了风力与电力系统的特点，全面总结了欧洲和美国等风电发展较好的国家和地区的高比例风电接入经验，提出了解决我国风电并网瓶颈的建议和措施。同时，本书还梳理总结了主要风能开发国家的风电发展经验及对我国的启示。全书最后回顾了我国风电的开发历史和政策框架现状，分析了当前风电行业面临的挑战，提出未来我国风电开发的主要任务，并描绘了2050年我国风能开发利用的宏伟蓝图。

本书适合政府官员、企业经营管理者、科研院所的研究人员，以及对风能开发利用感兴趣的人士阅读。

**图书在版编目（CIP）数据**

中国战略性新兴产业研究与发展．风能 / 王仲颖主编．—北京：机械工业出版社，2013.6
ISBN 978-7-111-42594-6

Ⅰ．①中… Ⅱ．①王… Ⅲ．①新兴产业－产业发展－研究－中国②风力能源－产业发展－研究－中国 Ⅳ．①F121.3②F426.2

中国版本图书馆CIP数据核字（2013）第107194号

机械工业出版社（北京市百万庄大街22号　邮政编码 100037）
责任编辑：刘世博　程足芬　　责任校对：陈延翔
北京宝昌彩色印刷有限公司印制
2013年 6月第1版第1次印刷
170mm×242mm • 13.75印张 • 240千字
标准书号：ISBN 978-7-111-42594-6
定价：150.00元

凡购本书，如有缺页、倒页、脱页，由本社发行部调换

| 电话服务 | 网络服务 |
| --- | --- |
| 社服务中心：(010)88361066 | 易览网：http://www.mepfair.com |
| 销售一部：(010)68326294 | 机工官网：http://www.cmpbook.com |
| 销售二部：(010)88379649 | 机工官博：http://weibo.com/cmp1952 |
| 读者购书热线：(010)68326643 | 封面无防伪标均为盗版 |

《中国战略性新兴产业研究与发展》

# 编委会


**主　任**　路甬祥　全国人大常委会副委员长、中国科学院院士

**副主任**　苏　波　工业和信息化部副部长

王文斌　中国机械工业联合会副会长、机械工业信息研究院院长、机械工业出版社社长

**委　员**　（按姓氏笔画排序）

王仲颖　国家发展和改革委员会能源研究所副所长

石　勇　机械工业信息研究院战略与规划研究所所长

付于武　中国汽车工程学会理事长

刘忠明　郑州机械研究所副总工程师兼研发中心主任

祁　俊　中国工程机械工业协会会长

李树君　中国农业机械化科学研究院院长

李俊峰　国家应对气候变化战略研究和国际合作中心主任

肖立业　中国科学院电工研究所所长

吴　筠　中国机械通用零部件工业协会原理事长

何加群　中国轴承工业协会专务委员

汪　鸣　国家发展和改革委员会综合运输研究所副所长

宋天虎　中国机械工程学会常务副理事长

张进华　中国汽车工程学会常务副理事长兼秘书长

张志英　中国液压气动密封件工业协会原理事长

陆　力　中国水利水电科学研究院水力机电研究所所长

茅仲文　中国工程机械工业协会副秘书长

徐和谊　北京汽车集团有限公司董事长

徐洪泉　中国水利水电科学研究院水力机电研究所总工程师

郭　锐　机械工业信息研究院副院长、机械工业出版社副社长

盛伯浩　北京机床研究所副总工程师

韩文科　国家发展和改革委员会能源研究所所长

景晓波　工业和信息化部运行监测协调局副巡视员

谢三明　工业和信息化部运行监测协调局监测预测处处长

《中国战略性新兴产业研究与发展·风能》

## 执行编委会

**主　　编**　王仲颖

**副 主 编**　秦海岩　高　虎

**撰 稿 人**　刘明亮　时璟丽　赵勇强　袁婧婷

陶　冶　樊丽娟

《中国战略性新兴产业研究与发展》

## 编委会办公室

**主　　任**　郭　锐（兼）

**副 主 任**　李卫玲

**成　　员**　赵　敏　张珂玲　李　晶

# 序言

全球金融危机和经济衰退发生以来，美欧日俄等各国为应对危机、复苏经济、抢占未来发展的先机和制高点，都在重新审视发展战略，不断加快推进“再工业化”，培育发展以新能源、节能环保低碳、生物医药、新材料与高端制造、新一代信息网络、智能电网、海洋空天等技术为支撑的战略性新兴产业，在全球范围内构建以战略性新兴产业为主导的新产业体系。力图通过新一轮的技术革命引领，重新回归实体经济，创造新的经济增长点。这已成为很多国家摆脱危机、实现增长、提升综合国力的根本出路。可以预计，未来的二三十年将是世界大创新、大变革、大调整的历史时期，人类将进入一个以绿色、智能、可持续发展为特征的知识文明时代。那些更多掌握绿色、智能技术，主导战略性新兴产业发展方向的国家和民族将在未来全球竞争合作中占据主导地位，赢得全球竞争合作，共享持续繁荣进程中的主动权和优势地位。

为应对金融危机和全球性经济衰退以及日趋强化的能源、资源和生态环境约束，以实现中国经济社会的科学发展、和谐发展、持续发展，党中央、国务院提出加快调整产业结构、转变经济发展方式，加快培育和促进战略性新兴产业发展的方针，出台了《国务院关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》以及相关政策举措。可以肯定，未来 5 ～ 10 年将是我国结构调整与改革创新发展的一个新的战略机遇期，将通过继续深化改革，扩大开放，提升自主创新能力，建设创新型国家，实现我国科技、产业、经济由大变强的历史性跨越，我国经济社会发展将走出一条依靠创新驱动，绿色智能，科学发展、和谐发展、持续发展之路，实现中华民族的伟大复兴。

展望未来，高端装备制造、新能源汽车、节能环保、新一代信息技术、生物医药、新能源、新材料、绿色运载工具、海洋空天、公共安全等全球战略性新兴产业将形成十数万亿美元规模的宏大产业，成为发展速度最快，采用高新技术最为密集，最具持续增长潜力的产业群落。战略性

新兴产业的发展需求也将拉动技术的创新突破和产业的结构调整，为包括我国在内的全球经济发展注入新的强大动力。

在世界各国高度重视培育和发展战略性新兴产业的新形势下，编著一套《中国战略性新兴产业研究与发展》图书，借鉴国外相关产业发展的成功经验，对行业发展思路、发展目标、发展战略、发展重点、投资方向、政策建议等方面进行全面、系统研究，凝聚对战略性新兴产业内涵和发展重点的认识，为国家战略性新兴产业发展规划的顺利实施，以及政府和有关部门制定促进战略性新兴产业发展的相关政策和法规提供参考，具有十分重要的现实意义。

《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书一期包括 12 个分册，对相应产业的阐述、分析均注重强调战略性新兴产业的六个主要特点：

一是**绿色**。战略性新兴产业属于能耗低、排放少、零部件可再生循环的“环保型”“绿色型”产业，无论从产品的设计、制造、使用，还是回收、再利用等整个生命周期的各个环节，对资源的利用效率与对环境的承载压力均要求达到最理想水平。

二是**智能**。新型工业化要求坚持以信息化带动工业化、以工业化促进信息化，即要实现“两化融合”。而“两化融合”决定了智能是未来产业尤其是战略性新兴产业的发展方向。所谓智能，是指制造过程的智能化、产品本身的智能化、服务方式的智能化。这些均是智能的最基本层次，它还具有其他更为丰富的内涵。如：智能电网，通过先进的传感和测量技术、先进的设备技术、先进的控制方法以及先进的决策支持系统技术的应用，可实现电网的可靠、安全、经济、高效、环境友好和系统安全等方面的智能；智能汽车不只是安全智能，还包括节能、减排、故障预警等方面的智能。

三是**全球制造**。随着全球化趋势不断深化，战略性新兴产业的发展成果也必将是由全人类共创共享。新产品的研制开发，不再由一个企业独自完成，需要集成各方面优势资源共同解决。例如 iPhone 在中国完成装配，但它的设计、研发以及许多零部件的供应都是在美国、日本、欧洲等国实现的，其本身就是一个全球化的产品。因而，未来的制造必

然是全球化制造、网络化制造。

四是**满足个性化需求与为更多人分享相结合**。目前中国有 13 亿人口，印度有 12 亿人口，还有巴西、印度尼西亚等新兴国家、发展中国家也都要实现现代化。在全球如此规模庞大的人群中，既存在富裕阶层、高消费阶层，他们的消费需求是个性化、多样化的；又有占比较大的中产阶层、贫困人口，他们的消费需求是基本层次的，但也不能被忽视。两种类型的消费需求必须同时被满足，这不仅是构建和谐社会的需要，而且是构建和谐世界的需要。因此，我国发展战略性新兴产业，应该既要满足中高端个性化的需求，同时又要满足我国与其他发展中国家广大普通消费者的需求。要把个性化的设计、个性化的产品生产，与规模化、工业化的传统生产结合起来，不能完全抛弃传统的规模化生产方式。

五是**可持续**。要使有限的自然资源得以有效、可持续利用，发展利用可再生资源、能源，强调发展再制造、循环经济。无论是原材料使用，还是零部件制造，从研发、设计之初就考虑到了生产中的废料、使用后的遗骸的回收处置，使其能够重新得到循环利用。

六是**增值服务**。培育发展战略性新兴产业需要注意在设计制造过程中与产品售后、使用过程中提供相关增值服务。不应再局限于传统的观念，只注重制造本身，而不注重服务的价值。例如，发展电动汽车产业，必须首先解决好商业模式问题，包括充电桩建设、电池更换、废旧电池回收等服务方面，否则将无法广泛推广。

《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书内容丰富，资料翔实，观点鲜明，立意高远，并力求充分体现出“四性”，即科学性、前瞻性、指导性和基础性。

第一，体现**科学性**。所谓科学性，就是指以科学发展观为指导。科学发展观的核心是以人为本，总体目标是全面、协调、可持续，基本方法是统筹兼顾，符合客观规律。《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书既要能够为党中央、国务院提出的加快发展战略性新兴产业的总体战略服务，又不应受到行业、部门的局限，更不能写成规划或某些部门规划的解读材料，而应能够立足于事物客观规律、立足于全局。各分

册编写组同志重视调查、研究，力求对国情、科技、产业及全球相关产业的发展态势有比较准确的把握，努力为我国战略性新兴产业的发展提供一本基于科学基础的好素材。这套图书立足基于我国国情，而不是简单地把发达国家的相关产业信息进行综合、编译，照搬照抄。当然，我国发展战略性新兴产业不能“闭门造车”，而是要坚持开放性，积极参与国际分工合作，充分利用全球优势资源，提高发展的起点和水平。因而，有必要参照国际成功经验与最新发展趋势，但一定要以我国国情和产业特点为根本出发点，加快培育和发展有中国特色的、竞争能力强的战略性新兴产业。

第二，体现**前瞻性**。一是能够前瞻战略性新兴产业的发展，因为这套图书是战略性新兴产业的发展指导书。二是能够前瞻战略性新兴产业技术的发展。为了做好这两个前瞻，必须要适当地前瞻全球经济、我国经济与战略性新兴产业发展的趋势。只讲发展现状是不够的，因为关于现状的资料很多，通过简单地网络搜索即可查到；也不能只罗列国外的某些规划和发展战略。《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书的编写注重有深度的科学分析与前瞻性的研究。

第三，体现**指导性**。《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书本身就是指导书，能够对产业、对技术、对国家制定政策，甚至在未来国家发展战略与规划的制定等方面发挥一定的引导作用与影响。虽然不能说这套图书可以指导国家战略与规划的制定，但是应该努力发挥其积极的引导作用。

第四，体现**基础性**。所谓基础性，就是指要能够提供战略性新兴产业的基础信息、基础知识，以及我国和有关国家在相关产业发展方面的基本战略，主要的法规、政策和举措，并尽可能提供一些基本的技术路线图。比如在轴承分册，就描述了一个轴承产业发展的路线图。唯有如此，《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书才能满足原来立项的宗旨 —— 不仅要为工程技术界、大学教师、大学生与研究生提供学习参考书，为产业界的技术人员、管理人员提供决策参照，而且要为政府部门的政策法规制定者提供参考。

机械工业出版社是具有60年历史的专业性综合型出版机构，改革开放后，随着市场经济的发展，机械工业出版社不断改革转型，不但形成了完善的编辑出版工作流程和质量保证体系，而且编辑人员作风严谨，工作创新。

《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书不仅是一套科技普及书，更是一套产业发展参考书，必须既要介绍国内外战略性新兴产业的发展情况，又要阐述相关政策、法规、扶植措施等内容。因此，这套图书的组编单位、编写负责人和编写工作人员必须要有相关积累和优势。《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书所选的分册主编和作者主要是精力充沛的业内中青年专家，并由资深专家负责相应的编审、校审工作。现在看来大多数工作由中青年同志担当，是完全符合实际的。此外，这套图书的编著还充分发挥了有关科研院所、行业学会和协会的作用，他们的优势在于对行业比较熟悉，并掌握了较为丰富的资料。

最后，特别感谢国家出版基金对《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书的大力支持！感谢全体编写出版人员的辛勤劳动！

期望《中国战略性新兴产业研究与发展》为社会各界了解战略性新兴产业提供帮助，期待中国战略性新兴产业培育和发展尽快取得重大突破，祝愿我国在不久的将来实现由经济大国向经济强国的历史性跨越！

是为序。

路甬祥

2012年2月6日于北京

# 前言

在全球生态环境恶化和传统化石能源紧缺的双重压力下，寻找并使用环境友好的替代能源已日趋迫切。在可再生能源领域，风力发电因技术相对成熟、最具大规模商业开发条件、成本相对较低而受到各国重视。为实现节能减排目标，很多国家构建了一系列有利于风电发展的政策体系，并大规模开发利用风电，取得了巨大成就。有统计显示，2011 年全球风电领域投资达 749 亿美元，累计装机容量 237.7GW，年发电量 4 739 亿 kW•h，就业人数达到 67 万人，帮助 $CO_2$ 减排 2.8 亿 t。风电行业的快速发展在减缓全球变暖、降低污染排放、调整能源结构、促进社会就业等方面作出了巨大贡献。

作为全球最大的新兴经济体之一，中国已展现出积极应对气候变化、促进经济可持续增长的坚定决心，并在“十二五”规划中确立了减少对化石能源的依赖、降低能源消耗和减少二氧化碳排放等多个颇具雄心的战略目标。为实现这些目标，在可再生能源领域内，风能的开发利用无疑是最重要的力量。

2005 年，随着《中华人民共和国可再生能源法》的颁布，以及“2020 年非化石能源在一次能源消费中的比例达 15% 左右”“单位国内生产总值二氧化碳排放量比 2005 年下降 40% ～ 45%”两个目标的确定，中国的风电产业发展迅速，并连续多年保持快速增长。短短数年时间内，中国风电取得了世人瞩目的成绩，风电新增和累计装机容量双居全球第一，一个涵盖风电开发建设、设备制造、技术研发、检测认证、配套服务的产业链已建立完善，中国正式步入世界风电大国行列。

基于能源“十二五”规划中明确提出的风电发展目标，本书对风能开发利用进行了系统和全面的介绍。

全书共分为 7 章，第 1 章回顾了人类开发利用风能的历史，并对全球风电产业的发展现状和未来趋势进行了阐述；第 2 章从经济环境效益（能源安全、社会经济发展、环境保护）等方面论述了开发利用风能的重要意义；第 3 章介绍了风力发电的基础知识，从风资源测量和评估，到风电设备的类型和技术发展，再到风电场开发的相关情况，进行了较为详细的阐述；第 4 章着重揭示了风力与电力系统的特点，全面总结了欧洲和美国等风电发展较好的国家和地区的高比例风电接入经验，并提出了解决我国风电并网瓶颈的建议和措施；第 5 章对全球主要风能开发利用国家的风电发展经验进行了梳理，总结了对我国风电发展的启示；第 6 章回顾了我国风电的开发历史、政策框架以及现状，分析了风电行业面临的挑战；第 7 章提出了未来我国风电开发路线图，描绘了 2050 年我国风能开发利用的宏伟蓝图。

本书适合政府官员、企业经营管理者、科研院所的研究人员，以及对风能开发利用感兴趣的人士阅读。

2013 年 3 月 6 日

# 编写说明

《国务院关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》确定了我国未来经济社会发展的战略重点和方向是战略性新兴产业，并且根据我国国情和科技、产业基础，又制定出现阶段重点发展节能环保、新一代信息技术、生物、高端装备制造、新能源、新材料、新能源汽车七大新兴产业。可见，未来 5 ～ 10 年七大战略性新兴产业将是国家重点支持、大力推广的产业。

为了使大家全面理解、准确把握、深刻领会国家这一战略决定的精神实质，了解其发展内涵，推动产业结构升级和经济发展方式转变，增强国际竞争优势，抢占新一轮经济和科技制高点，机械工业出版社在国家出版基金的支持下，组织各领域权威专家编写了一套《中国战略性新兴产业研究与发展》（以下简称《研究与发展》）图书。

《研究与发展》以国家相关发展政策和规划为基础，借鉴国外相关产业发展的成功经验，对产业发展思路、发展目标、发展战略、发展重点、投资方向、政策建议等方面进行了全面、系统的研究；对前瞻性、基础性和目前产业上有瓶颈限制的问题提出了有针对性的对策。

《研究与发展》采用分期分批的出版方式陆续出版发行，第一期出版的分册包括太阳能、风能、生物质能、智能电网、新能源汽车、轨道交通、工程机械、水电设备、农业机械、数控机床、轴承和齿轮。今后根据国家产业政策要求及各行业的发展情况还将陆续推出其他分册。

为了出版好《研究与发展》，机械工业出版社成立了《中国战略性新兴产业研究与发展》编委会，全国人大常委会路甬祥副委员长担任编委会主任。路甬祥副委员长对该套图书的编写高度重视，亲自参加编委研讨会，多次提出重要指导意见。他从图书的定位、内容选材、作者队伍建设和运作流程等方面都给予了全面和具体的指导，并提出

了“六个特点”和“四性”的具体要求。

机械工业出版社还建立了完善的项目管理、编写组织、出版规范和网络支撑四个方面的工作体系来保证图书质量。各组编单位投入了大量的精力组织行业权威专家规划内容结构、研讨内容特色；参与图书编写的主创人员也不计报酬，自觉自愿地把自己的聪明才智和研究成果奉献给社会，奉献给国家。他们都担负着繁重的科研、教学、行业管理或生产任务，为了使此书能够早日与大家见面，他们不辞辛苦、加班加点。因为他们都有一个共同心愿 —— 帮助企业快速成长，使中国由大变强。

在此，衷心地感谢为此项工作付出大量心血的组编单位、各位专家、各位撰稿人、编辑出版及工作人员！

尽管我们做了大量工作，付出了巨大努力，但仍难免有疏漏或错误之处，敬请读者批评指正！

《中国战略性新兴产业研究与发展》编辑部

2012 年 6 月

# 目录 CONTENTS

序言
前言
编写说明

第1章 概述 1
1.1 风能开发利用的历史 2
1.1.1 人类早期的风能利用 2
1.1.2 风力发电利用历史 3
1.2 全球风电产业发展现状及发展趋势 4
1.2.1 产业发展现状 4
1.2.2 技术现状 7
1.2.3 全球风电发展趋势 9

第2章 风电开发与经济环境效益 11
2.1 风电开发与能源安全 12
2.1.1 全球面临的能源安全问题 12
2.1.2 风电与其他能源的技术经济性对比 13
2.1.3 风电成为主流电源 16
2.2 风电开发与社会经济 17
2.2.1 风电开发对经济发展的贡献 17
2.2.2 风电开发对就业的贡献 17
2.2.3 风电开发对其他经济活动的贡献 19
2.3 风电开发与环境保护 20
2.3.1 减少常规能源开发带来的环境影响 20
2.3.2 风电开发与温室气体减排 21
2.3.3 风电开发与环境保护 23

第3章　风力发电基础知识 ..... 27
3.1　风与风能资源 ..... 28
3.1.1　风的形成 ..... 28
3.1.2　风特性及其测量 ..... 31
3.1.3　风能资源及其评估 ..... 33
3.1.4　全球风能资源概况 ..... 34
3.1.5　我国风能资源概况 ..... 35
3.2　风电设备 ..... 38
3.2.1　风力发电机组的种类与特征 ..... 38
3.2.2　风力发电机组总体设计和布局 ..... 43
3.2.3　风力发电机组设计基础 ..... 47
3.2.4　风力发电机组部件 ..... 49
3.2.5　海上风力发电机组技术 ..... 63
3.2.6　风力发电机组技术发展趋势 ..... 69
3.3　风电场开发 ..... 70
3.3.1　风电场开发前期工作 ..... 70
3.3.2　风电场选址、设计及施工 ..... 71
3.3.3　风电场电气系统设计 ..... 77
3.3.4　风电场运行管理和维护 ..... 80
3.3.5　风电场项目评估 ..... 83
3.3.6　海上风电开发 ..... 90
3.3.7　风电场开发及技术发展趋势 ..... 97

第4章　风电与电力系统 ..... 101
4.1　风力发电的特点 ..... 102
4.2　电力系统的特点 ..... 103
4.3　风电与电力接入系统 ..... 107
4.3.1　欧洲、美国风电并网现状及管理经验 ..... 107
4.3.2　我国部分地区的高比例风电接入电网实际经验 ..... 112
4.3.3　非并网风电海水淡化系统 ..... 117
4.4　风电与电力体制改革 ..... 119
4.4.1　风电并网面临的主要问题 ..... 119

4.4.2 电力体制改革和电网发展规划 ..... 121

第5章 风电开发国际经验 ..... 127
5.1 丹麦 ..... 128
5.1.1 开发状况 ..... 128
5.1.2 支持风电开发的主要做法 ..... 130
5.1.3 未来规划 ..... 131
5.2 德国 ..... 131
5.2.1 开发状况 ..... 131
5.2.2 支持风电开发的主要做法 ..... 133
5.2.3 未来规划 ..... 134
5.3 西班牙 ..... 134
5.3.1 开发状况 ..... 134
5.3.2 支持风电开发的主要做法 ..... 135
5.3.3 未来规划 ..... 136
5.4 英国 ..... 136
5.4.1 开发状况 ..... 136
5.4.2 支持风电开发的主要做法 ..... 137
5.5 美国 ..... 138
5.5.1 开发状况 ..... 138
5.5.2 支持风电开发的主要做法 ..... 139
5.5.3 未来规划 ..... 139
5.6 印度 ..... 139
5.6.1 开发状况 ..... 139
5.6.2 支持风电开发的主要做法 ..... 140
5.6.3 未来规划 ..... 141
5.7 其他国家 ..... 141
5.7.1 欧洲其他国家 ..... 141
5.7.2 南美洲国家 ..... 145
5.7.3 亚洲其他国家 ..... 147
5.8 发展风电的经验总结及对我国的启示 ..... 150
5.8.1 稳定的政策环境保障风电产业的可持续发展 ..... 150

5.8.2 科学的技术标准和检测认证制度促进技术进步 ..... 152
5.8.3 电网和电力市场协调发展促进风电消纳 ..... 153
5.8.4 重视基础风电共性技术研发加快成本下降 ..... 155

第6章 我国风电开发现状及未来发展战略 ..... 157
6.1 我国风电开发历程 ..... 158
6.2 我国风电开发现状和取得的成就 ..... 163
6.2.1 我国支持风电发展的政策框架 ..... 163
6.2.2 风电开发现状 ..... 165
6.2.3 风电产业现状 ..... 166
6.3 我国风电开发面临的挑战 ..... 175
6.3.1 有效支持风电发展的政策措施 ..... 175
6.3.2 风电并网问题 ..... 176
6.3.3 质量与成本 ..... 181
6.3.4 技术创新的挑战 ..... 182
6.3.5 人才的挑战 ..... 183
6.3.6 产业链延伸——产业服务体系建设 ..... 183
6.3.7 海上风电开发的挑战 ..... 184

第7章 我国未来风电开发路线图 ..... 187
7.1 路线图制订的重要性 ..... 188
7.2 路线图制订的方法 ..... 188
7.3 我国未来风电开发路线图 ..... 190
7.3.1 未来风电在电力中的作用和地位 ..... 190
7.3.2 政策框架 ..... 192
7.3.3 技术和产业支持 ..... 194
7.3.4 人才培养 ..... 196
7.3.5 并网瓶颈的突破 ..... 196

参考文献 ..... 201

# 第 1 章

# 概　述

## 1.1 风能开发利用的历史

### 1.1.1 人类早期的风能利用

风是地球上的一种自然现象，它是由太阳辐射热引起的。太阳照射到地球表面，使地球表面各处受热不同，产生温差，从而引起大气的对流运动形成风。据估计，到达地球的太阳能中虽然只有大约 2% 转化为风能，但其总量仍是十分可观的。全球的风能约为 $2.74\times10^{9}$ MW，其中可利用的风能为 $2\times10^{7}$ MW，比地球上可开发利用的水能总量还要大 10 倍。

人类利用风能的历史可以追溯到公元前。公元前数世纪中国人就开始利用风力提水、灌溉、磨面、舂米，用风帆推动船舶前进。

据史书记载，我国是最早利用风能的国家之一。在商代，中国就已出现帆船运输。距今 1800 年以前，东汉《释名》一书对帆字作了“随风张幔曰帆”的解释。15 世纪初期，明代的郑和率领庞大的船队七次出海，到达了亚洲和非洲的三十多个国家，谱就了世界航海史上光辉的一页。

古代的风车是从帆船发展起来的，多用于提水、灌溉、磨面、碾米等。汉代之前，风多用于交通。如晋代张华《博物志》里讲到：“奇肱国，其民善机巧，以杀百禽，能为飞车从风远行。”郭璞《山海经图赞》“奇肱国赞”云：“妙哉工巧，奇肱之人！因风构思，制为车轮”。到了汉代，风车则被用来清理谷物、提海水制盐等。在《宁河乡土志》中，就有“用八尊风车，将潮水车入沟内，使之入池，曝晒即成盐”的记载。风车这一工具的使用极大地促进了我国农业的发展。宋朝时期，中国发明了立帆式风车。它是将 8 个帆各挂在一个直立的杆上，各帆的正中上端则各由一绳系之，也称为“走马灯”式风车。明代以后，风车应用较为普遍，《天工开物》一书中记载有：“扬郡以风帆数扇，俟风转车，风息则止”，这是对风车的一个比较完善的描述。我国沿海地区利用风车提水灌溉或制盐的做法，一直延续到 20 世纪 50 年代，仅在江苏沿海地区利用风力提水的设备曾达到 20 万台。

10 世纪伊斯兰人用风车提水，11 世纪风车在中东地区已获得广泛的应用。13 世纪风车传至欧洲，14 世纪已成为欧洲不可缺少的原动机。在荷兰，风车先用于莱茵河三角洲湖地和低湿地的汲水，以后又用于榨油和锯木。蒸汽机的出现，

才使得欧洲风车数目急剧下降。

### 1.1.2 风力发电利用历史

风力发电机组是在空气流经风轮叶片产生空气动力时，利用风轮叶片转动，将风能转化为驱动发电机转动的机械能，又进一步转化为电能的设备。现代风力发电机组的设计和工作原理上借鉴了飞机翼型的空气动力学的研究技术以及飞机翼型的制造技术。

19 世纪末，丹麦人首先研制了风力发电机组。从此，利用无尽的风能为人类创造更大的福祉成为可能。风力发电机组是将风能转化为电能的机械装置。风轮是风力发电机组最主要的部件，由叶片和轮毂组成，叶片在气流作用下能产生空气动力使风轮旋转，将风能转换成机械能，直接或通过齿轮箱增速驱动发电机，将机械能转变成电能。

早期风能技术发展缓慢，自 1973 年世界石油危机开始，在常规能源告急和全球生态环境恶化双重压力下，风能作为新能源的一部分重新有了长足的发展。风能作为一种无污染和可再生的新能源有着巨大的发展潜力，特别是对沿海岛屿、交通不便的边远山区、地广人稀的草原牧场，以及远离电网和近期内电网还难以达到的农村、边疆，作为解决生产和生活能源的一种可靠途径，有着十分重要的意义。在发达国家，风能作为一种高效清洁的新能源也日益受到重视。

美国早在 1974 年就开始实行联邦风能计划。其内容主要是：评估国家的风能资源；研究风能开发中的社会和环境问题；改进风力发电机的性能，降低造价；主要研究为农业和其他用户用的小于 100kW 的风力发电机；为电力公司及工业用户设计的兆瓦级的风力发电机组。

丹麦在 1978 年就建成了日德兰风力发电站，装机容量 2 000kW，三片风叶的扫掠直径为 54m，混凝土塔高 58m，当时已预计到 2005 年电力需求量的 10% 将来源于风能。

德国于 1980 年在易北河口建成了一座风力发电站，装机容量为 3 000kW，到 20 世纪末风力发电占总发电量的 8%。

英国濒临海洋，风能十分丰富，政府对风能开发也十分重视，到 1990 年风力发电量已占英国总发电量的 2%。

在日本，1991 年津轻海峡青森县的日本最大的风力发电站投入运行，5 台风力发电机可为 700 户家庭提供电力。

中国于 20 世纪 70 年代中期将风能开发利用列入“六五”国家重点项目。

20 世纪 80 年代中后期，中国先后从丹麦、比利时、瑞典、美国、德国引进一批中、大型风力发电机组。在新疆、内蒙古以及山东、浙江、福建、广东等地建立了 8 座示范性风力发电场。1992 年装机容量已达 8MW。进入 21 世纪，2005 年《中华人民共和国可再生能源法》及一系列配套政策的颁布使得中国风电产业发展迅速，至 2010 年，中国风电新增和累计装机已双居世界第一，发展成为名副其实的风电大国。

## 1.2 全球风电产业发展现状及发展趋势

### 1.2.1 产业发展现状

据全球风能理事会（Global Wind Energy Council, GWEC）统计数据显示，2011 年，全球风电新增装机容量为 40 564MW，累计装机容量达到 237 669MW。2010 年以来，全球风电增速开始放缓。与 2010 年累计装机容量 24% 的增长率相比，2011 年全球风电累计装机增长速度进一步放缓，增长率仅为 20.3%。整体来看，全球风电开始从快速发展阶段进入平稳发展阶段，新增装机容量保持在 40GW 左右。2001—2011 年全球新增及累计风电装机容量如图 1-1 所示。

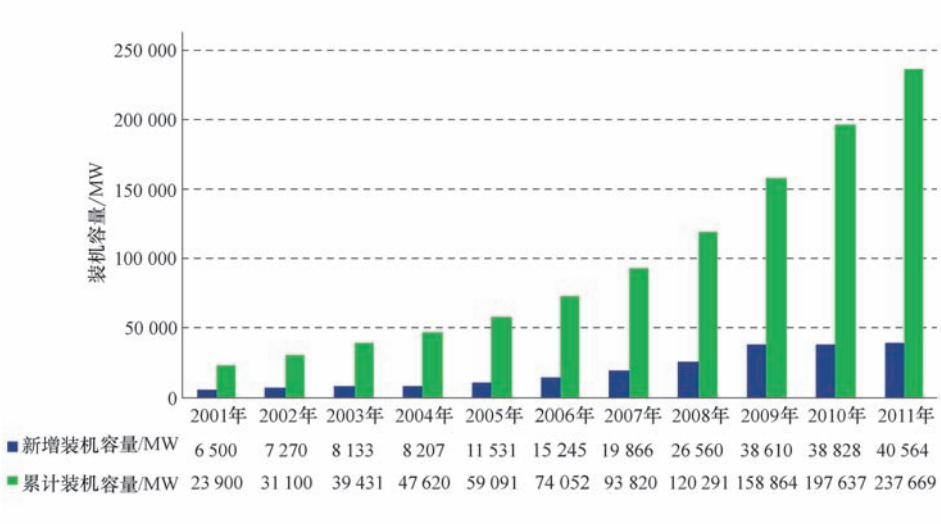



图 1-1 2001—2011 年全球新增及累计风电装机容量

数据来源：GWEC

据 GWEC 统计，截至 2011 年年底，风电累计装机容量排名前五位的国家分别为中国、美国、德国、西班牙和印度，五国合计累计装机容量占全球市场份额的

74%。中国新增和累计风电装机容量分别占全球市场份额的 43.5%、26.2%，双居世界第一。这一排名与 2010 年相比没有太大变化，所不同的是，葡萄牙超越老牌风电大国丹麦跻身全球风电累计排名前十位（表 1-1）。

表 1-1　2011 年全球风电新增和累计装机排名前十位的国家

| 国家 | 新增装机容量 /MW | 百分比（%） | 国家 | 累计装机容量 /MW | 百分比（%） |
|---|---|---|---|---|---|
| 中国 | 17 631 | 43.5 | 中国 | 62 364 | 26.2 |
| 美国 | 6 810 | 16.8 | 美国 | 46 919 | 19.7 |
| 印度 | 3 019 | 7.4 | 德国 | 29 060 | 12.2 |
| 德国 | 2 086 | 5.1 | 西班牙 | 21 674 | 9.1 |
| 英国 | 1 293 | 3.2 | 印度 | 16 084 | 6.8 |
| 加拿大 | 1 267 | 3.1 | 法国 | 6 800 | 2.9 |
| 西班牙 | 1 050 | 2.6 | 意大利 | 6 737 | 2.8 |
| 意大利 | 950 | 2.3 | 英国 | 6 540 | 2.7 |
| 法国 | 830 | 2.0 | 加拿大 | 5 265 | 2.2 |
| 瑞典 | 763 | 1.9 | 葡萄牙 | 4 083 | 1.7 |
| 其他 | 4 865 | 12.0 | 其他 | 32 143 | 13.5 |
| 排名前十 | 35 699 | 88.0 | 排名前十 | 205 526 | 86.5 |
| 全球 | 40 564 | 100 | 全球 | 237 669 | 100 |

数据来源：GWEC

丹麦是世界上风电开发利用最早的国家，早在 1980 年就开始发展风电。截至 2011 年，丹麦风电累计装机容量 3 871MW，陆上装机 3 038MW，海上装机 833MW。2013 年将新建 Anholt 400MW 海上风电场，届时将有约 1 300MW 的海上风电场建成或开工建设。丹麦海上风电的远期装机容量将达到 5 200MW。

丹麦也是世界最大的风电设备生产国。目前，世界排名前十位的风机公司中，丹麦占 4 家，居首位的是丹麦 Vestas 公司（在世界总产量中所占比例高达 35%）。现在，全世界投入使用的风电设备中，有一半是丹麦制造的。近两年来，丹麦风机仍占世界市场的 40% 左右。丹麦风机 90% 以上供出口，2001 年出口比例高达 97%。丹麦风机年出口量 3 000 台左右，销往 40 多个国家，其中前三大市

场为德国（占 31%）、西班牙（占 16%）和美国（占 9%），共占 56%，在这三国的销售都高于丹麦本土（占 7%），在中国市场的销售占 2%。20 世纪 90 年代后期丹麦的风电制造业年均增速高达 40%，近几年增速有较大起伏。

近几年来，中国风电装机持续高速增长，继 2010 年跃升为世界第一风电大国后，2011 年我国风电新增和累计装机容量仍双居世界第一。据中国风能协会（Chinese Wind Energy Association，CWEA）统计，2011 年中国（不包括香港、澳门和台湾地区）完成吊装工程风电机组 11 984 台，容量 18 491MW，与 2010 年相比小幅下降 2%；累计安装的风电机组超过 46 000 台，累计装机容量超过 60 000MW。风电并网装机量为 47 000MW，发电量达到 732 亿 kW·h，比上年增长 48.16%，占全国发电量的比重达到 1.55%，比上年提高 0.38 个百分点。

短短数年时间内，中国风电取得了世人瞩目的成绩，一个崭新的较为完备的产业体系脱颖而出，一条具有国际竞争力的市场价值链条已然形成。在市场的带动下，中国风电企业规模迅速扩大，有四家中国整机制造企业跻身全球整机制造企业排名前十名，在全球前十五名整机企业中有七家中国企业。一个涵盖开发建设、零部件制造、技术研发、检测认证、配套服务的产业链初具规模。伴随着整个行业的成长，一批具有高学历、高水平、国际化、梯队结构更加合理的技术人才队伍已经悄然形成，为中国风电的可持续发展提供了智力保障。

据美国风电协会（American Wind Energy Association, AWEA）统计，美国风电产业在 2011 年新增装机容量为 6 810MW，同比增长 31%，2011 年的累计装机容量达到 46 919MW，比 2010 年增长了 17%。目前美国的 31 个州仍有 100 多个项目在建，总容量超过 8 300 MW。

2010 年，美国有 14 个新的风电制造厂投产，使得在产的风电相关制造厂超过了 400 个。大型部件制造厂包括 20 个塔筒制造厂、11 个叶片制造厂和 12 个风机机舱装配厂。2005—2009 年，美国风机零部件生产增长了 8 倍，达到在美国安装的新风机价值的 50%。

德国作为欧盟经济领头羊，历来重视新能源尤其是风能的开发。根据 GWEC 的报告显示，截至 2011 年年底，德国新增风电装机容量 208.6 万 kW，累计装机容量达到 2 906 万 kW，排名世界第三，可再生能源在电力结构中的比例达到 20% 以上。在海上风电方面，2011 年新增装机容量 10.8 万 kW，累计并网装机容量已达到 20 万 kW，海上风电正成为德国风电发展的主要方向。

得益于政府的大力支持和全球风能市场的不断增长，德国风电行业的产业化

稳步推进，目前整机制造企业有近 10 家。2008 年设备与配件生产、运营、服务销售额达 97 亿欧元，是 2003 年的 3 倍，设备销售额约为 80 亿欧元，占全球四分之一以上。行业从业人员达 9 万人，超过煤炭开采业的雇员人数。

西班牙风力资源丰富。2011 年，西班牙新增风电装机 1 050MW，累计装机达到 21 674MW，累计装机增长率为 5%，排名世界第四。在海上风电方面，西班牙规划到 2020 年实现 3GW 的海上风电装机。2010 年是西班牙风能资源利用较好的一年，当年风力发电量达到 42.7TW·h，占全国净电力消费的 16.6%，全部可再生能源发电满足了 38% 的电力需求。

英国自 1990 年开始发展风电，截至 2011 年年底，英国新增风电装机容量 1 293MW，其中海上风电新增装机容量 752MW，占新增装机容量的 58.1%。风电累计装机容量 6 540MW，海上风电累计装机容量 2 093MW，占总装机容量的 32%。2010 年年底，英国可再生能源发电量已经占总电力供应的 8.6%，其中风力发电占 3%。

日本在过去的十几年中风电装机容量迅速增长，近两年增速有所放缓。2011 年的新增装机容量为 168MW，比 2010 年的 219MW 略低，总装机容量为 2 501MW。

日本拥有四个风机整机制造企业：三菱重工（2.4MW）、富士重工（2MW）、日本制钢所（2MW）和 Komai Tekko（300kW）。目前，三菱重工已经停止在日本销售风机，专注于国外市场，但是仍然保持着 19% 的日本市场占有率。

印度是继中国之后最具有风电发展潜力的亚洲国家。印度的风电发展集中在几个邦，特别是南部的 Tamil Nadu 邦，是印度风电装机容量最大的邦，其装机容量接近印度全国总装机容量的 40%。2011 年印度新增风电装机容量 3 019MW，紧随中国、美国，位列世界第三，累计装机容量达 16 084MW，比 2010 年增加了 23%。同时，印度逐步发展成为亚洲主要风机制造业中心之一。印度有良好的国内设备制造基础，2011 年共有 17 家风机制造商，年产风机装机容量在 7 500MW 左右，其中最著名的公司是苏司兰（Suzlon），其占据印度市场超过 50% 的份额。根据世界可持续能源机构（WISE）的估计，2013 年印度的风机制造能力可能超过 17GW。

### 1.2.2 技术现状

大型陆上风电场的比投资为1 000 美元/(kW•h)，风速的降低增加了电力的成本。不同的地域因素、资产投入和风速范围，发电成本为 0.03 ～ 0.20 美元/(kW·h)。目前，风电还没有价格竞争力，但在上网电价政策的支持下仍可运行。通过技术发展将会进一步降低成本，而二氧化碳减排政策有助于进一步弥合化石燃料和风能的电价差别。

过去几十年中，各国政府利用政策鼓励风电发展取得了巨大成功，降低了成本，提高了规模和可靠性，并改善了公众认知程度，1990 年以来每年 23% 的增长速度就是明证。但是这种高速扩张带来了新的障碍。如果风电只构成了整个发电系统的很小部分，其供应间歇性和电力质量等都不是很大的问题。由于扩张速度较快，采用的风轮机较大，这不仅对电网的冲击更大，也带来了公众接受度的问题。为解决风电间歇性和电网稳定性的问题，需要开发更加复杂的电网管理系统、需求侧管理系统和电力储存系统，如地下压缩空气储存等。配备大容量的水电设备、采用抽水储能有助于解决这个问题。

丹麦早期的风机机翼旋转直径为 10.6m、功率为 25kW；现在，风机机翼旋转直径达 72m、功率 2 000kW、塔高 70 ～ 80m 的风机正在推广；旋翼直径为 126m、功率 5 000kW、离地面 183m 的大风机也开始商业化。目前，一台 2 000kW 风机的发电量，比 1980 年 135 台风机发电量的总和还要多，不仅发电量大大增加，而且成本不断降低。

丹麦的东能源公司拥有 20 多年的风电场开发、建造、运行经验，风电场主要分布在欧洲西北部。目前，东能源公司已是海上风电领域的领先者。2010 年，东能源 14.5% 的电力生产来自于风力发电。目前正在运行的海上和陆上风电装机容量为 1 035MW，正在建造的风电装机容量为 1 316MW，到 2020 年风电装机容量将达到 3 000MW。

丹麦的维斯塔斯集团在丹麦奥胡斯建立了世界上最大的风能技术研发中心。维斯塔斯运用科学和技术创新来发展和完善其产品和服务。从空气动力学和材料科学的基础研究，到设计高效风力发电机组和可控风电厂，以更好地适应并网要求；从风资源研究，到参与欧洲并网导则的制定，维斯塔斯应用了从世界各地积累并发展了数十年的经验和技术。在丹麦技术研发中心还有各类实验室，如产品实验室、材料及电磁相容性（EMC）实验室，用于产品开发和测试，从而保证维斯塔斯的风机质量、可靠性和实用性。

德国风电设备制造业形成了由生产配套、设备运营维护和工程设计机构组成的完整产业链，大型跨国企业和具有核心技术的中小企业并存。全球 10 大风机制造企业中，德国 ENERCON 公司、恩德公司（Nordex AG）、瑞能公司（Repower）和西门子公司（SIEMENS）各占一席。威能股份公司（Winergy AG）、博世·力士乐股份公司（Bosch Rexroth）等是风电驱动技术的全球领先者，德国企业的系统测试、控制等技术也居于领先地位。

大功率和低成本是德国风电设备制造业的努力目标。20 世纪 90 年代后期，德国已能生产兆瓦级风力发电机组，目前已开始生产叶片直径 20 ～ 70m、塔筒 50 ～ 160m 高的发电设备，6MW 陆地风机、5MW 海上风机已投入商业运行。大功率风机的出现使风电成本大幅下降，1990 年德国风机平均售价为每千瓦 1 260 欧元，2009 年仅为 804 欧元。

中国风电市场规模日益扩大的同时，风电设备制造企业的技术实力也明显增强。在引进、消化和吸收的基础上，初步建立起自主研发能力，大功率风电机组技术和关键零部件核心技术取得突破性进展，针对特殊环境气候特点的定制机型方面的创新开展得有声有色，设计和生产了多种适应中国低温、海上、台风、高原、低风速等复杂环境特点的风电机组。在中国风电市场中，主流风电机组的单机容量逐年提高，3MW 级风电机组已批量生产，5MW 级和 6MW 级的风电机组也已投入运行。得益于规模化发展，中国风电的开发建设成本得到有效控制，进一步缩小了与常规能源的成本差距，市场竞争优势得到培育。

为了适应风电可持续发展，政府和企业十分重视能力建设。国家能源局在北京先后成立了国家可再生能源中心和国家水能风能研究中心，并在企业和科研院所中成立了 2 个国家重点实验室、6 个国家工程技术中心，有 16 所高等院校专门设置了风电专业，培养本科生和研究生。自 2008 年以来，每年在北京举办的“北京国际风能大会暨展览会”已成为亚洲第一、世界第二的国际性风能展会。10 多个国家和地区的企业前来参展，参展企业超过 400 家，基本囊括了中国风电市场上的主流整机企业，叶片、齿轮箱、发电机、轴承等主要零部件的国际一流企业也在展商名单之中。

### 1.2.3 全球风电发展趋势

2011 年丹麦政府公布了《2050 年能源战略》，要求到 2020 年煤、石油等化石能源的消耗量在 2009 年的基础上减少 33%，到 2050 年完全摆脱对化石能源的依赖。丹麦政府在该战略中提出，要大幅提高风能、生物能源等可再生能源的使用效率。根据《2050 年能源战略》要求，到 2020 年，丹麦的海上风力发电机组和陆上风力发电机组总数要翻一番，风能占丹麦能源总量的比例要从 20% 增长到 42%。丹麦政府计划在波罗的海上建设一个有 200 座风力涡轮机的巨型海上风电场。这座巨型风电场装机容量将达 60 万 kW，可以为 60 万个家庭同时供电，建成后将和丹麦电网、德国电网以及瑞典电网连接，其发电能力将是现在世界上最大风电场的 3 倍。

2009 年，中国政府提出了“2020 年非化石能源在一次能源消费中的比例达

15% 左右”“单位国内生产总值二氧化碳排放量比 2005 年下降 40% ～ 45%”两个目标，并于 2012 年颁布了《可再生能源发展“十二五”规划》和《风电发展“十二五”规划》，提出：到 2015 年，累计并网风电装机容量达到 1 亿 kW，年发电量超过 1 900 亿 kW·h，其中海上风电装机容量达到 500 万 kW，风电发电量在全部发电量中的比重超过 3%，基本形成完整的、具有国际竞争力的风电装备制造业。到 2020 年，累计风电装机容量超过 2 亿 kW，年发电量超过 3 900 亿 kW·h，其中海上风电装机容量达到 3 000 万 kW，力争风电发电量在全国发电量中的比重超过 5%，风电成为电力系统的重要电源。

目前，美国还没有海上风电。2008 年美国能源部发布“2030 年风电达到 20%”的报告，该报告指出到 2030 年海上风电将提供 300GW 风力发电中的 54GW，可满足全国 20% 的电力需求。

随着沿海和内陆地区风电开发日趋成熟，德国开始将风能开发的重点转向海上。经过多年研究开发，首个海上风力发电站 Alpha Ventus 于 2010 年建成。除此之外，德国目前在建、待建的海上发电站达 29 个。根据德国政府制定的风电长期发展战略，到 2030 年其海上风电设备的总装机容量将达 2 000 ～ 2 500MW，海上发电量将占德国电力需求总量的 15%。根据德国政府的中长远发展规划，到 2020 年，德国将创造每年 750 亿欧元的节能产值，占全球份额的近 25%；至 2050 年，德国 90% 以上的电力将来自新能源，其中约 50% 来自风能。

到 2020 年，西班牙计划实现可再生能源发电量达到全部电力供应的 67%，并且超额完成欧盟制定的目标，即到 2020 年实现 23% 的能源供应来自可再生能源，40% 的电力生产都将实现零排放。到 2050 年，西班牙计划实现 100% 的电力来自可再生能源。根据该计划的要求，2010 年西班牙整体能源消耗的 12.1% 来自可再生能源，它们提供电力生产总值的 35%。但是，2012 年 2 月，西班牙宣布暂停所有针对新建风电场、太阳能发电、热电联产在内的所有可再生能源项目的补贴，对现有项目的补贴政策保持不变。该政策的主要目的是减少财政赤字。此外，由于金融危机后西班牙国内的工业萎缩，电力需求下降明显。西班牙目前的电力装机已经足够满足本国的电力需求，而且西班牙的电网与欧洲大电网相对独立，电力外送通道不畅。

英国由于陆上风电开发受到限制，未来将以开发海上风电为主。英国是目前海上风电开发项目最多、装机规模最大的国家，共进行了三轮特许权招标，招标规模达到 40GW。英国已经成为全球海上风电发展的领先者。

# 第 2 章

# 风电开发与经济环境效益

## 2.1 风电开发与能源安全

### 2.1.1 全球面临的能源安全问题

进入工业社会后，全球经历了多次能源危机。人们意识到，无节制地开采煤炭、石油、天然气等化石能源终将导致资源枯竭。目前，全世界石油储量约为1 300亿t，年消耗量约35亿t，预计今后25年平均消耗量将达到50亿t。即使加上新发现的油田，专家估计全球石油的总储量也不会超过2 000亿t，石油资源将在四五十年后枯竭。

为了人类社会的可持续发展，必须尽快寻找并积极研究利用其他可再生的替代能源。风能作为新能源中最具工业开发潜力的可再生能源，格外引人注目。

一方面，全球能源以化石能源为主的结构总体仍保持稳定，石油仍然是最大的单一能源品种，油、气、煤三分天下，核电和水电为辅助能源，其他可再生能源迅速发展。世界能源消费开始由发达国家完全主导向发达国家能源消费逐步进入稳定状态，发展中国家份额不断上升的格局发展。但是，发达国家仍然主导优质能源（石油、天然气、核电等）的消费，多数发展中国家还没有进入工业化阶段，人均能源消费水平还显著低于发达国家。目前全球能源只能满足少数高收入国家的能源需求和全球能源需求的低速增长。亚洲取代欧洲和北美地区，成为世界三大能源消费区域中总量增长最快的地区，特别是亚洲的发展中国家，如中国、印度等，已成为全球能源市场增长的主要因素。全球能源价格仍然以石油价格为代表，发达国家的石油市场，特别是美国的市场变化，仍主导全球能源的价格。

另一方面，传统能源安全格局不断受到新的挑战，发展中国家进入国际能源市场过程中，不可避免地面对多方面地缘政治和经济利益的竞争和限制。除了资源和地缘政治因素外，世界能源发展越来越多地受到环境等外部因素的影响，全球气候变化开始推动低碳经济理念，能源技术发展开始为大规模开发利用各种可再生能源进行准备，全球能源结构有可能在未来几十年内发生重大变革。面对这一变革，进入21世纪以后世界各主要国家都将发展可再生能源视为重要的国家战略，并且已经取得了显著的发展。2010年全球已安装的可再生能源发电总容

量（不包括大型水力发电）约 $370\times10^8$kW，约占全球发电装机总量的 5.1% 和全球发电量的 3.6%。各主要可再生能源近些年的年增长幅度均超过 20%，其中，风电新增装机容量 $3\,800\times10^4$kW。

### 2.1.2 风电与其他能源的技术经济性对比

#### 1. 风电开发成本和回收期

（1）微小型离网风力发电技术　与常规电网延伸和柴、汽油机发电相比，利用小型离网风力发电系统具有成本较低的优势。例如在内蒙古农牧区，利用小型离网风力发电系统供电，农牧民承担的成本约为 2 元/(kW·h)。使用电网延伸的方法，农牧民承担的成本高于 8 元/(kW·h)。考虑油料的运输成本，利用柴、汽油机发电，农牧民承担的成本将高于 6 元/(kW·h)。

内蒙古自治区是我国微小型风力发电机推广应用最多的地区。微小型风力发电系统的装机容量一般在 100 ～ 150W 之间。整个风力发电系统包括风力发电机、蓄电池、灯具、逆变器、导线和开关等。表 2-1 给出了内蒙古一个典型牧户使用 100W 充电型风力发电系统费用的情况。该系统的发电成本约为 0.98 元/(kW·h)。考虑到农牧民实际年用电量少于发电量，用户实际承担的发电成本为 2.31 元/(kW·h)。

表 2-1　典型牧户使用 100W 风力发电系统的费用

| 设备（数量） | 风力发电机（1 台） | 蓄电池（1 套） | 灯具（3 盏）、开关、导线等 | 合计 |
|---|---|---|---|---|
| 初始投资/元 | 788 | 360 | 50 | 1 198 |
| 使用年限/年 | 10 | 3 | 10 | |
| 年投资/元 | 78.8 | 120 | 5 | 203.8 |
| 年维修费/元 | — | — | — | 50 |
| 年发电总费用/元 | — | — | — | 253.8 |
| 系统年发电量/(kW·h) | — | — | — | 260 |
| 系统发电成本/[元/(kW·h)] | — | — | — | 0.98 |
| 年实际用电量/(kW·h/年) | — | — | — | 110 |
| 实际发电成本/[元/(kW·h)] | — | — | — | 2.31 |

使用电网延伸的方法，对于边远无电地区居民的供用电还本付息成本高于8元/(kW·h)。考虑油料运输成本，用柴、汽油机发电，农牧民承担的成本将高于6元/(kW·h)。因此，小型风力发电机是比较经济的供电方案。

（2）大中型并网风力发电　以上海市风力发电二期项目为例。项目目标是引进先进风力发电技术，在上海的南汇和崇明建设两个风电场，改善当地电力结构和实现能源结构的多元化。

该项目的机组总装机容量为20MW，两个风电场的容量分别为14MW和6MW，单机容量为800～1 500kW，技术和设备的总投资约为1.83亿元。该项目的主要技术经济参数见表2-2。

表2-2　风电项目的主要技术经济参数

| 项目 | 参数 |
|---|---|
| 年上网电量/(万kW·h) | 4 000 |
| 初始投资 | |
| 风力发电机组及相关设备售价（含塔架）/万元 | 12 720 |
| 风力发电机组、塔架的安装成本/万元 | 3 003 |
| 配套输变电工程成本/万元 | 408 |
| 道路工程成本/万元 | 156 |
| 配套建筑成本（含基础）/万元 | 1 710 |
| 单位规模其他成本/万元 | 140 |
| 形成无形递延资产的成本（含土地）/万元 | 120 |
| 运行维修成本 | |
| 工资及福利/(万元/年) | 108.72 |
| 维修费/(万元/年) | 362.74 |
| 其他费用/(万元/年) | 50 |

如果以$C$表示发电成本，以$I_t$、$Q_t$、$F_t$、$S_t$、$G_t$分别表示第$t$年的建设投资、运行维护费、燃料费、职工工资福利、年发电量（供电量），以$r$表示贴现率，

则项目的发电成本计算公式如下：

$$C = \sum_t (I_t + Q_t + F_t + S_t) \times (1-r)^{-t} / \sum_t G_t \times (1-r)^{-t}$$

设定不同的贴现率，得到的发电成本见表 2-3。

表 2-3　不同贴现率下项目的发电成本

| 贴现率（%） | 0 | 6 | 8 | 10 |
|---|---|---|---|---|
| 风电发电成本/[元/（kW·h）] | 0.347 | 0.522 | 0.590 | 0.663 |

由表 2-3 可知，当贴现率为 8% 时，风电场的发电成本为 0.590 元/(kW·h)，高于当地煤电发电成本。

### 2. 与其他能源的对比

影响风电成本的因素主要有：风能资源条件、风电场所在地区的建设条件、风力发电机组的技术和成本、风电场运行管理技术和成本等。

根据中国陆上风能资源、建设条件和现有主流的兆瓦级风力发电机组、风电场运行管理等技术水平，目前陆上风电成本为 0.35 ～ 0.5 元/(kW·h)，相应的电价水平确定在 0.51 ～ 0.61 元/(kW·h)。在现有电价定价机制下，即不考虑煤电的资源、环境成本（环境效益），风电成本和电价水平高于中国煤电成本的电价水平。

从区域电价上看，“三北”（指东北、华北和西北）和东南沿海等风能资源丰富的地区，风电上网标杆电价高出煤电价格的幅度不同。由于风能资源和风电场开发条件较好，“三北”地区目前陆上风电上网标杆电价普遍为 0.51 ～ 0.54 元/(kW·h)，高出煤电价格 0.25 元/(kW·h)；而东部地区陆上风电上网标杆价格为 0.61 元/(kW·h)，虽然风电电价高于“三北”地区的煤电价格，但其仅高出当地煤电价格 0.2 元/(kW·h) 左右。但是，由于海上风力发电机组、施工和运行成本明显高于陆上风电，因此合理的海上风电电价水平有可能超过当地煤电价格 0.3 元/(kW·h) 以上。

在目前的技术水平和不考虑风电的远距离输送成本的情况下，如果不计算风电的资源、环境效益，风电电价高出煤电 0.20 ～ 0.25 元/(kW·h)；如果考虑风电替代煤电的资源、环境效益，则风电的成本将与煤电的成本相当。

以上的成本和电价分析中没有考虑风电并网和消纳以及远距离输送导致的总成本增加，这些增加的成本大约为 0.05 ～ 0.3 元/(kW·h)。

### 2.1.3 风电成为主流电源

2020 年前中国风电将采取陆上为主、海上示范的开发原则。根据经济可开发量研究分析结果，在不考虑输电线路建设成本的情况下，全国风电装机容量达到 2 亿 kW，不含传输成本的电价为 0.357 元/(kW·h)，在这种情况下，中国各大风电基地的布局情况为：酒泉基地约为 8 500 万 kW，哈密基地约为 6 000 万 kW，蒙东基地约为 3 000 万 kW，河北基地约为 800 万 kW。如果考虑传输线路成本，则边界上网电价约为 0.493 元/(kW·h)，在这种情况下，各基地的总装机量分别为：酒泉基地约为 300 万 kW，蒙东基地约为 4 100 万 kW，蒙西基地约为 10 000 万 kW，河北基地约为 5 100 万 kW，吉林基地约为 500 万 kW。

综合考虑现有电网条件和未来 10 年内的建设规划以及电力需求情况，提出 2020 年风电开发布局，分别为：蒙西基地 4 000 万 kW，蒙东基地 2 000 万 kW，东北基地 3 000 万 kW，河北基地 1 500 万 kW，甘肃基地 2 000 万 kW，新疆基地 2 000 万 kW，江苏和山东基地地区各超过 1 000 万 kW。在总量 2 亿 kW 的装机容量中，近海风电为 3 000 万 kW。2010—2050 年中国的风电发电目标及布局见表 2-4。

表 2-4 2010—2050 年中国的风电发电目标及布局

（单位：万 kW）

| 地区 | 2010 年 | 2020 年 | 2030 年 | 2050 年 |
|---|---|---|---|---|
| 蒙西基地（及周边） | 650 | 4 000 | 10 000 | 30 000 |
| 蒙东基地（及周边） | 362 | 2 000 | 4 000 | 9 000 |
| 东北基地 | 731 | 3 000 | 3 800 | 6 000 |
| 河北基地（及周边） | 378 | 1 500 | 2 700 | 6 000 |
| 甘肃基地（及周边） | 144 | 2 000 | 4 000 | 12 000 |
| 新疆基地（及周边） | 113 | 2 000 | 4 000 | 10 000 |
| 东中部及其他地区的分布式陆地风电 | 743 | 2 500 | 5 000 | 7 000 |
| 近海风电 | 10 | 3 000 | 6 000 | 15 000 |
| 远海风电 | 0 | 0 | 500 | 5 000 |
| 合计 | 3 131 | 20 000 | 40 000 | 100 000 |

## 2.2 风电开发与社会经济

### 2.2.1 风电开发对经济发展的贡献

根据全球风能理事会的估计，到2020年全球风能装机容量将达到10亿kW，年发电量达2.6万亿kW·h，届时其将占全球发电量的12%左右，按5欧分/(kW·h)计算，可以形成直接收入1 300亿欧元，同时每年新增1亿kW左右，可拉动投资1 000亿欧元/年。目前，欧盟及美国、中国和印度等国，都把发展风电作为应对气候变化、引领经济走出低谷的重要措施之一。

中国政府正在组织制订《新兴能源产业发展规划》，风电产业是其中重要的内容之一。按照此规划乐观地估计，2020年中国风机累计安装容量将达到2亿kW，占世界装机容量的20%左右，年发电量4 400亿kW·h，可以形成超过2 500亿元的发电收入。同时，2020年以前，中国每年新增风机装机容量为1 500万～2 000万kW，装备制造能力为2 000万～3 000万kW，每年不仅能够形成4 000多亿元的工业附加值，上交600亿元以上的税金，风机装备出口1 000万kW上下，形成外汇收入80亿美元，同时还可以提供大约50万人的就业岗位。

总之，风电产业在中国和世界经济的长期发展中占据着重要的位置。

2008年开始的金融危机席卷全球，使得世界经济进入衰退期，而风电是2009年度少数拉动经济复苏性发展的新兴产业。2009年全球风电新增装机增加了42%，我国风电新增装机增长了116%，有效地拉动了我国和世界经济的复苏和发展。2009年，全球风电投资超过600亿美元，仅我国就超过了200亿美元。

2009年，我国风机产量超过1 500万kW，形成的工业附加值高达1 500亿元，向国家财政上交各种税费超过300亿元，直接服务于风电的设计制造、安装调试、运行管理等行业则提供了接近15万人的就业岗位，同时还拉动了钢铁、水泥、复合材料和交通运输业以及检测认证、咨询服务、金融保险等相关行业的发展。

### 2.2.2 风电开发对就业的贡献

根据国际研究成果比较、国内相关企业2009年和2010年抽样统计以及综合考虑我国制造业平均劳动生产率，当前我国风电每万千瓦装机可创造130～150个就业岗位。其中设备制造业每万千瓦创造就业岗位为120～130个，包括风电机组安装运输和业主单位现场人员在内的服务业，每万千瓦创造就业岗位为12～15个。

根据中国风能协会（China Wind Energy Association, CWEA）对我国 39 家风机内资制造业的调查统计，总就业人数达到 5.15 万人，其中技术人员比例占 17.58%。但从部分企业的上报数据来看，由于企业可能涉及其他行业的生产，所以上报人数中可能含有其他制造业的人数。为更加准确地体现我国整机制造业的实际就业人数，对排名前五位的国内风电生产企业就业人数进行了测算，其总人数为 1.66 万人，风力发电机组年销售量为 9 788MW，平均每兆瓦机组所需的人数为 1.7 人。由于 5 家风电企业 2009 年风力发电机组销售量占我国风电市场总量的 70% 以上，因此具有很大的代表性。根据 1.7 人/MW 平均生产人数测算，2009 年我国风力发电机组生产人数约为 2.37 万人（包括外资企业）。

根据国内相关企业 2009 年和 2010 年抽样统计以及综合考虑我国制造业的平均劳动生产率，目前我国风电每兆瓦装机创造的就业岗位为 15 个左右，其中设备制造业每兆瓦装机创造 13 ～ 14 个就业岗位，包括风力发电机组安装运输和维护运营等在内的服务业，每兆瓦创造的就业岗位约为 1.5 个左右。

考虑行业的规模效应、学习曲线以及风电运行、风电场维护管理技术的进步，未来风电设备制造业仍然是拉动就业的主力，但生产效率的提高会带来单位兆瓦就业岗位需求的降低，预计在 2020 年、2030 年和 2050 年，每兆瓦装机制造就业人数将分别达到 13 人、12 人和 10 人；风电场业主单位现场人员由于风电场运行、维护管理技术的提高以及海上风电的无人值守和大区域管理，风电场单位兆瓦装机用人需求会有所降低，预计到 2020 年、2030 年、2050 年，每兆瓦风电装机就业人数为 1.5 人、1.1 人和 0.8 人，但随着风电场数量的增多及风电规模的扩大，现场人员总数仍会呈现上升趋势。据此计算，到 2020 年、2030 年、2050 年风电带来的就业岗位将分别达到 30 万人、60 万人和 72 万人。

作为一个新兴行业，可再生能源产业在很多国家已经成为增加就业的重要领域。一方面，这些国家通过基础性的研究建立了高水平的人才队伍，促进了技术革新和产业的进步；另一方面，产业规模的扩大不断创造新的就业机会，成为经济增长的重要方面。

新兴产业人才队伍的培养和聚集一般需要较长的时间。虽然经过近几年的发展，我国在发展风能等新能源方面已经具备了一定的人才队伍基础，但许多技术

人员专业背景与新能源领域相近，没有接受过系统的技术学习和培训；此外，还缺乏大量高端技术研发、技术管理方面的复合型人才。技术瓶颈的解决必须依靠人才，而人才存量不足以及后续人才队伍培养目前已经成为制约我国新能源产业可持续发展的一个重大问题。必须结合国家创新团队、创新能力建设的任务，将人才培养作为未来新能源产业发展的首要任务，着力培养具有战略思维和战略眼光的决策型技术人才，以及专门的高端技术研发人才，包括国家层面的总体技术研发带头人、企业层面的具备自主研发能力的中坚技术力量，为我国新能源产业的健康、自主发展提供人才队伍的支撑。

### 2.2.3 风电开发对其他经济活动的贡献

#### 1. 风电宏观经济效益分析

风力发电全生命周期分析的系统边界定义如图 2-1 所示，主要包括设备生产、设备运输、风机安装、电场运营等环节。

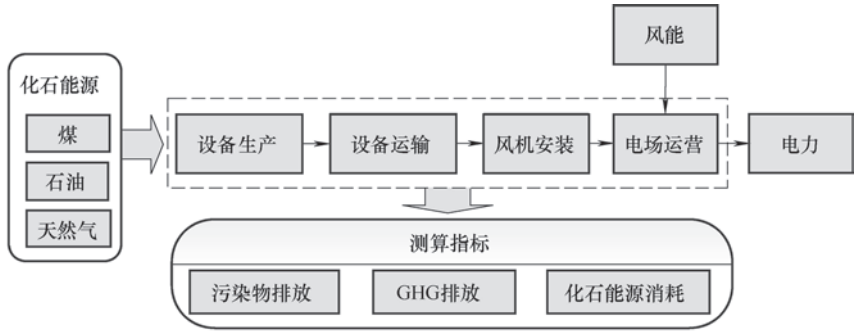



图 2-1 风电的系统边界定义

风电产业宏观经济效益主要包括装备制造环节和发电环节创造的经济效益，以工业增加值来表示。根据目前风电装备市场报价及 2010 年电器设备及机械制造业平均增加值率㊀，每万千瓦风电机组在装备制造环节创造的工业增加值约为 825 万元。在扣除约占总产值平均 20% 的风电场生产运营成本（含工资）后，每万千瓦风电装机在发电环节创造工业增加值约为 1 155 万元㊁。

#### 2. 风电与地方经济发展

风电发展对地方经济的发展作用不仅仅是提供就业、繁荣当地经济，而是

㊀ 每千瓦风电机组的单价约为 5 000 元，2010 年电器设备及机械制造业平均增加值率 16.5%。

㊁ 平均年等效负荷 2 100h，风电上网电价 0.55 元/(kW·h)。

可以为当地经济发展创造极大的财富。一般条件下，在我国“三北地区”，每平方公里的土地可以安装 5MW 左右的风电装备，年发电量至少可以达到 1 000 万 kW·h，按照上网电价 0.6 元/(kW·h) 计算，可以形成发电收入 600 万元，按照 5% 左右的收入返回地方，可以给地方增加 30 万元的经济收益，相当于每公顷土地收益 3 000 元，平均每亩 (1 亩 =666.6$m^2$) 每年收益 200 元，如果按照风电实际占地 5% 计算，风电占地形成的地方收益，每年每亩可以达到 4 000 多元。美国、德国、西班牙和意大利等国，均把各类可再生能源建设项目收益的 3% ～ 5% 返回给土地拥有者。

#### 3. 风电与旅游业

我国的风资源多分布在远离城市的边远地区或沿海地区。风电场附近的人口密度低，风电场所多选择在土壤贫瘠的丘陵地带。即使在草场和沿海地区，建设风电场的地方照样可以放牧、进行水产养殖。也许在某些国家地区的部分人把风电作为一种视觉污染，但是在中国，人们通常把洁白的风机作为一道美化环境的风景线，将其与清洁的环境和可持续发展的未来相联系。我国的许多风场已经成为吸引游客的旅游景点。内蒙古辉腾锡勒风电场旁边的蒙古包每年 6 ～ 9 月份都会招来大量的游客到这里骑马、观花，当地农牧民旅游业的收入可达总收入的一半。新疆的大阪城、北京的官厅水库、河北的坝上等地的风电场均成为旅游度假胜地。

#### 4. 风电促进国际技术、经济合作

风电产业的发展还推动了国际技术转让与合作。2009 年，中国企业向欧洲（丹麦、荷兰和德国等）和美国仅支付专利、生产许可证使用、技术咨询服务等费用就达到约 4.5 亿美元，促进了欧盟和美国风电技术研发产业的进步。

## 2.3 风电开发与环境保护

### 2.3.1 减少常规能源开发带来的环境影响

常规能源（如煤、石油等）的开发，通常要毁坏森林、土地和原有的各种植被等，且在开采过程中就可能造成环境污染。以煤电所用的煤炭为例，开采过程会造成对土地资源的破坏和占用、对水资源的破坏和污染以及对大气环境的污染。井工开采引起地表塌陷，露天开采对土地的毁灭性毁损，以

及煤矿生产固体废弃物侵占、污染土地，都会减少土地利用率，并加大水土流失和沙漠化；煤炭开采过程中的矿井水、洗煤水和矸石溶淋水等都含有大量的重金属物质，易造成周围环境的污染；矿井瓦斯和矸石自燃释放的气体也是大气污染的主要来源，矿井瓦斯的主要成分为 $CH_4$，其温室效应是 $CO_2$ 的 21 倍，矸石自燃会产生大量含 $SO_2$、$CO_2$、CO 等的有毒有害气体。风电的大规模开发和应用，有助于降低对常规能源的消耗，从而减少因开发一次能源所造成的诸多环境问题。

火电在我国电力行业中占有绝对的比例。2009 年，火电发电量占我国总发电量的 81.81%，其中又以煤电为主。火力发电需要不间断的化石能源消耗，同时会产生大量的温室气体、二氧化硫、粉尘以及氮氧化物等。国家环境保护部的年度环境统计报告指出，火电造成的二氧化硫和烟尘排放量占我国排放总量的一半以上，而二氧化硫排放形成的酸雨面积已占我国国土面积的 1/3。根据世界银行估计，2020 年中国由于空气污染造成的环境和健康损失将达到 GDP 总量的 13%。如果我国 2020 年实现风电装机容量 200GW，发电量 4 400 亿 kW·h，可以减少大约 1.5 亿 t 标准煤的消耗，二氧化硫、颗粒污染物和重金属的排放量可大幅度减少。

风力发电的环保效益是巨大的。第一，风电有利于减少大气污染物的排放。风力发电过程几乎不会向空气、水、土壤中排放污染物，全生命周期的排放也非常低，接近于零排放，相对于广泛运用的煤电具有绝对的环境优势；即使与可再生能源中对环境影响相对比较小的水电相比较，风电也同样具有可观的环境效益。因此，风电开发对保护大气环境有积极的作用。第二，不消耗水资源，可减少水污染。风力发电与燃煤发电相比可节省大量水资源，特别是对水资源缺乏的干旱地区尤为重要。大多数风电场都在水资源缺少的地区，从这点可以看出，发展风电对环境有重大意义。第三，有助于防风固沙，减轻风沙危害。风力发电装置做功后可使风速减缓，起到防风固沙的作用，减轻风沙危害，特别是沙尘暴危害，减少土地的荒漠化进程。第四，美化环境和发展经济。风电场逐渐成为新的风景，如果将风电开发和旅游景点结合起来，可推动当地旅游业的发展，从而促进经济的发展。

### 2.3.2 风电开发与温室气体减排

除了人们早先认识到的烟尘、二氧化硫等区域性污染外，世界上越来越

多的人认识到由于二氧化碳等温室气体引起的全球气候变暖给人类社会带来的有害影响。冰山消融、海平面升高、大气环流和海洋等异常导致自然灾害频发、土地荒漠化，使“地球村”效应更为明显，世界各国都认识到必须共同采取措施才能减缓和影响这种变化。为减缓地球变暖，1997 年在日本京都召开的联合国气候变化框架缔约方第三次大会上，84 国代表审议通过了《京都议定书》，要求工业发达国家大幅削减二氧化碳等温室气体的排放量。这也迫使人们重视寻找其他可再生的替代能源。风能在能源转化过程中不会产生任何排放物，因此除不产生烟尘、二氧化硫等区域性的污染外，也不会带来全球环境污染。

据世界能源委员会（World Energy Council，WEC）计算，与使用常规能源发电相比，每 1 000kW·h 风电可减少 600kg 的 $CO_2$ 排放［即风电碳减排系数 600kg/(MW·h)］。在全球风能理事会的稳健预估模式下，到 2020 年全球风电装机容量将超过 832GW，年发电量将达到 2 万亿 kW·h，每年可以减少温室气体排放 12 亿 t。如果我国 2020 年实现风电装机 200GW，发电量 4 400 亿 kW·h，则每年至少可减少温室气体排放 2.64 亿 t[㊀]。因此，大规模发展风电有助于在满足社会经济发展的电力需求的同时，减少温室气体的排放，缓解全球气候变化，也有助于我国实现 2020 年单位 GDP 二氧化碳排放量下降 40% ～ 45% 的目标。

2009 年年底哥本哈根气候变化大会后，温室气体排放成为国际政治经济领域的重大问题，新能源也成为全世界关注的焦点。为积极应对全球气候变化，我国作出了两个与能源发展密切相关的承诺：一是 2020 年非化石能源在能源消费中达到 15% 左右；二是 2020 年的单位 GDP 二氧化碳排放量比 2005 年减少 40% ～ 45%。要完成这两个目标，除了大力推进节能减排，加快发展核电和水电外，还必须大力推动风电等新能源和可再生能源的发展。在《中华人民共和国可再生能源法》和相关政策的支持下，国内可再生能源的发展步伐明显加快。到 2009 年年底，可再生能源发电总量为 $6\,616.74\times10^8$ kW·h，约占当年电力消费总量的 17.9%。其中，并网风电装机 $2\,580\times10^4$ kW，年发电量 $269\times10^8$ kW·h，折合 $919.9\times10^4$ tce（tce，1 吨标准煤当量）；离网风电装机 $15\times10^4$ kW，年发电量 $2.74\times10^8$ kW·h，折合 $9.4\times10^4$ tce。

㊀ 我国常规能源电力平均碳排放强度高于世界平均值。

### 2.3.3 风电开发与环境保护

风电开发对环境的影响主要包括噪声、阴影、反光、电磁辐射、视觉影响以及对诸如鸟类迁徙和近海生物繁衍的自然环境的影响。

#### 1. 风力发电机组运行时产生的噪声影响很小

风电场的噪声主要来自风电机组运转时所产生的机械噪声和气动噪声。机械噪声主要是发电机、齿轮箱工作和叶片切割空气产生的；而气动噪声是经过叶片的气流和叶轮产生的尾流形成的。但与其他环境噪声（如交通、建筑）和工业噪声相比，风电机组所产生的噪声要小得多，并且风电场在建设时，一般都选在远离村镇的地方，不会对居民的生活产生影响，几种噪声源的噪声水平比较见表2-5。随着材料研发水平、制造技术水平以及机组选型水平的提高，风电机组噪声的强度也在不断下降，如在保证额定功率的前提下，通过加长叶片降低转速来降低叶片切割空气所产生的噪声。

表2-5 几种噪声源的噪声水平比较

| 噪声源 | 噪声水平 /dB(A) |
|---|---|
| 250m 外的喷气式发动机 | 105 |
| 7m 外的电钻 | 95 |
| 100m 外时速 48km 的货车 | 65 |
| 100m 外时速 64km 的小汽车 | 55 |
| 350m 外的风电场 | 35 ～ 45 |
| 卧室 | 35 |
| 深夜的农村 | 20 ～ 40 |

#### 2. 远离居民区的开发方式决定了阴影和反光影响不大

有阳光时，风电机组会产生阴影。在有风和阳光的天气，回转的叶片阴影使得风电机组周围的某些区域在光线直射和短暂的阴影笼罩中不断闪烁，虽然只是很短的时间，但因频率很高，故仍被认为是一种滋扰行为。从我国及全球大部分国家的风电发展情况看，风电场大都远离居民区，阴影并不会对居民的生活产生太大影响。安装在居民区附近的风电机组，可以通过合理的微观选址来降低阴影

的影响，如在丹麦，风电机组安装位置南侧的区域不会受到叶片阴影的影响，对其他受影响区域，要求风电机组与周围距离至少应为其高度的四倍。

此外，为了得到优异的气动性能，也为了防止灰尘污染，风电机组叶片的表面必须是很光滑的，因此叶片表面会产生反光。通常，叶片的反射效果将会在风电机组投入运行的第一年后减半，而且现代风电机组制造通常已考虑这些反射因素，可通过选用叶片表面涂层材料来降低其光泽度，使反光效果维持在一定范围内。

### 3. 风电机组的电磁辐射影响较小

风电场的辐射主要来自发电机、电动机、变电所和输电线路。发电机、电动机的辐射一般比较小，而变电所和输电线路的电磁辐射与任何形式的电力外送相同。现代化的风电机组设计都对电磁辐射提出了严格的限制标准，风电场电磁辐射的影响会越来越小。此外，风电机组会反射和阻碍电磁波，生成反射的雷达回波，经叶片转动产生的多普勒效应会干扰信号探测，不过这种电迁移效应可以通过合理的选址尽量避免。

### 4. 风电的视觉影响

风电场的视觉影响能否作为环境影响评价的因素，在全球范围内尚无定论，只有在英国和意大利等少数国家，有某些个人和团体提出风电场视觉污染问题。大多数国家，例如丹麦、德国、美国和西班牙，都没有提出风电场的视觉污染问题。在我国，受风能资源分布的影响，风电场多分布在远离城市的边远地区或沿海地区，人们更愿意把洁白的风电机组看作是一道美化环境的风景线，欣赏现代科技与田园风光融合的美景，许多风电场已经成为吸引游客的旅游景点。内蒙古辉腾锡勒风电场旁边的蒙古包每年 6 ～ 9 月份都会招来大量的游客；新疆的大阪城、北京的官厅水库、河北的坝上等地的风电场均已成为婚纱摄影的主要选地之一。

### 5. 风电开发对生态环境的影响

风电场的建设可能会对鸟类繁衍生息带来影响，特别是旋转的叶片可能与飞行经过的鸟类冲撞造成鸟类的死伤。为尽量降低这种影响，所有的风电场在建设前的环境影响评价中都要包括对鸟类，尤其是对候鸟迁徙的影响，选址时要避开候鸟迁徙的路线。当地的鸟类比较熟悉情况，发现在它们生活的地方有新建的风电机组，会主动避开，其他鸟类有可能在飞行时撞上转动中的叶片而死亡，但这

种情况在已建成的风电场中很少出现。美国的一项研究表明，由于风电机组运转造成的鸟类伤害占各种鸟类伤害事件的 0.01% ～ 0.02%。2003 年西班牙内瓦拉省的统计数据表明，安装在 18 个风电场的 692 台风电机组造成鸟类伤亡的总数是 89 只，平均每台 0.13 只。随着风电机组技术的进步，同等额定功率的叶轮转动的速度有所下降，对鸟类的伤害程度也相应有所降低。

英国著名的鸟类保护组织皇家鸟类保护协会的研究表明，对鸟类的长期威胁来自于气候变化。气候变化将改变有些植物和一些昆虫的生活习性，使得一些原本适合鸟类生活的地方不再适合。根据最新的研究成果，到 21 世纪中期，气候变化将使 1/3 以上的动植物物种灭绝，包括一些鸟类。相对于这样的结果，风电机组对鸟类的伤害实在是微不足道。

近年来，海上风电场开发逐渐升温，海上风电场对环境的影响也日益受到重视。风电机组对海洋生态环境，主要对海洋哺乳动物的影响表现为电磁干扰和噪声。近海风电场多采用多导电缆系统以防止产生强磁场，降低对海洋生物的影响。至于噪声，丹麦 VINDVAL 风电环境影响评估公司在波的尼亚湾（Gulf of Bothnia）研究项目显示，80m 外的风电机组所产生的噪声频率和强度对海洋鱼类的影响不明显，风电机组运行时的噪声与渔船和风浪产生的噪声强度相近，不会对海洋生物造成很大影响。丹麦通过对 Laso 岛附近的环境监测发现，贝类和螺类生物会吸附在风电机组的基座上，因此野鸭、仓鸮等都喜欢在风电机组周围觅食、活动，仓鸮甚至还在基座上产卵喂食。

### 6. 其他影响

除风电的直接环境影响外，社会上也有对风电开发的间接环境影响的质疑。如部分人士认为在生产和制造风电机组的过程中已经耗费了大量的化石能源，因此使用风电相当于间接使用化石能源电力，并没有从根源上降低发电对环境的污染。面对这些质疑，世界领先的风电机组制造商 —— 丹麦维斯塔斯（Veatas）公司进行了系统的持续研究，通过全寿命周期评估（LCA）法对风电机组在生产、安装、运行以及报废时整个过程的能量消耗和其他影响进行了评估。其中，风电机组的组成部件的原材料以及生产、运输、运行和销毁均考虑为对环境的负面影响因素，正面影响因素则包括风力发电机组的总发电量以及可循环利用的材料。评估结果表明，风电机组在其 20 年全寿命周期内的发电量通常是其制造和运行等能源消耗的 35 倍，一台现代兆瓦级风电机组在全寿命周期的消耗仅相当于其

7 个月的发电量。

对于风电场建设过程中需要占用土地来建筑风力机基础及道路，研究表明风电机组及其他建设用地一般只占风电场用地的 5% 左右，剩余土地仍可用于其他用途，如农业、畜牧业、近海养殖业等，这与煤炭开采、煤电厂废渣对土地的毁灭性占用有本质的区别。

总之，与风电发展在改善能源结构、减少环境污染、降低温室气体排放、减缓气候变化方面的巨大贡献相比，风力发电对环境的负面影响微乎其微，且多是可以避免的。

# 第 3 章

# 风力发电基础知识

## 3.1 风与风能资源

### 3.1.1 风的形成

风的形成是空气流动的结果。在地球上，风的成因主要是大气环流、季风环流和局地环流。风的形成受多种自然因素的复杂影响，天气气候背景及地形和海陆的影响尤为重要。

#### 1. 大气环流

大气环流，一般是指具有世界规模的、大范围的大气运行现象，既包括平均状态，也包括瞬时现象，其水平尺度在数千千米以上，垂直尺度在 10km 以上，时间尺度在数天以上。某一大范围的地区（如欧亚地区、半球、全球），某一大气层次（如对流层、平流层、中间层、整个大气圈）在一个长时期（如月、季、年、多年）的大气运动的平均状态或某一个时段（如一周、梅雨期间）的大气运动的变化过程都可以称为大气环流。

在地球上，由于地球表面受热不均，引起大气层空气压力不均衡，因此形成地面与高空的大气环流。这种环流在地球自转偏向力的作用下，形成了赤道到纬度 30° 环流圈、纬度 30° ～ 60° 环流圈和纬度 60° ～ 90° 环流圈，即著名的“三圈环流”，如图 3-1 所示。

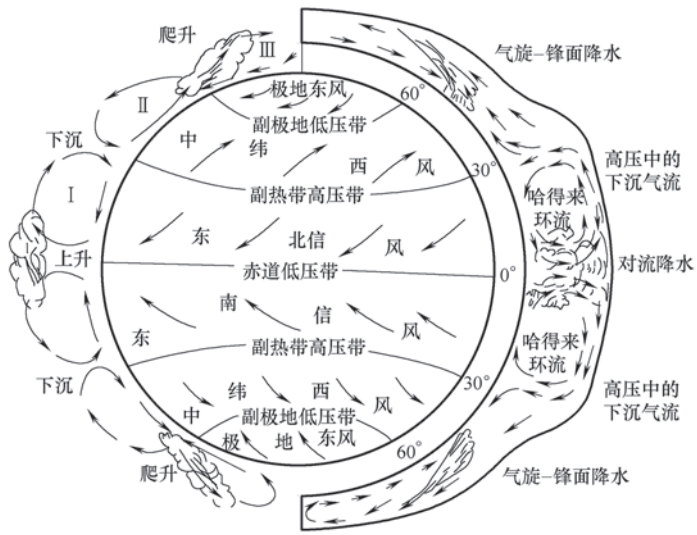



图 3-1 三圈环流示意图

## 2. 季风环流

大范围地区的盛行风随季节而有显著改变的现象，称为季风。季风环流是大气环流的一个组成部分。海陆热力性质的差异，导致冬夏间海陆气压中心的季节变化，是形成季风环流的主要原因。全球明显的季风区主要在亚洲的东部和南部，东非的索马里和西非的几内亚。季风区有澳大利亚的北部和东南部，北美的东南岸和南美的巴西东岸等地区。

我国位于亚洲的东南部，因此东亚季风和南亚季风对我国气候变化有很大的影响。我国季风环流，主要是由海陆热力差异、行星风带的季节转换以及地形特征等综合形成的。图 3-2 所示为海陆热力差异引起的季风示意图。

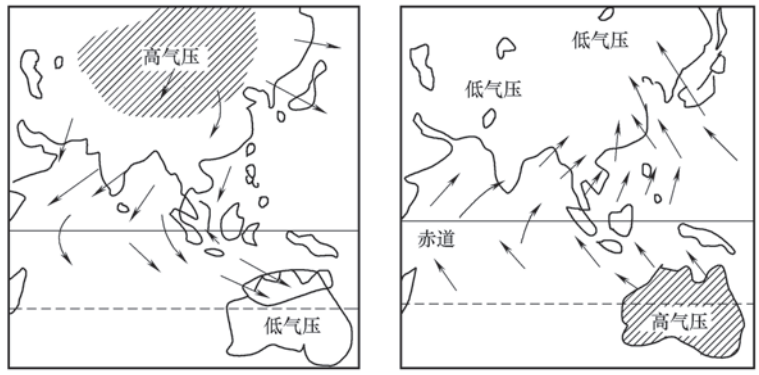



图 3-2　海陆热力差异引起的季风示意图

a）冬季　b）夏季

## 3. 局地环流

局地环流是一种中、小尺度（几千米、几十千米至 100 多千米）的区域性环流，由下垫面性质的不均匀性（如城市与乡村、绿洲与沙漠、湖泊与内陆等）、地形起伏、坡向差异等局地的热力和动力因素所引起。局地环流包括海陆风、山谷风、城市热岛环流等。

海陆风的形成与季风相同，也是大陆与海洋之间的温度差异的转变引起的。不过海陆风的范围小，以日为周期，势力也薄弱。海陆物理性质的差异，造成海陆受热不均，白天陆上增温较海洋快，空气上升，而海洋上空气温相对较低，使地面有风自海洋吹向大陆，补充大陆地区上升气流，而陆上的上升气流流向海洋上空而下沉，补充海上吹向大陆的气流，形成一个完整的热力环流；这与夜间环流的方向正好相反，所以夜间风从陆地吹向海洋。将这种从海洋吹向大陆的白天

风称为海风，从陆地吹向海洋的夜间风称为陆风，将一天中海陆之间的周期性环流总称为海陆风。图 3-3 所示为海陆风形成示意图。

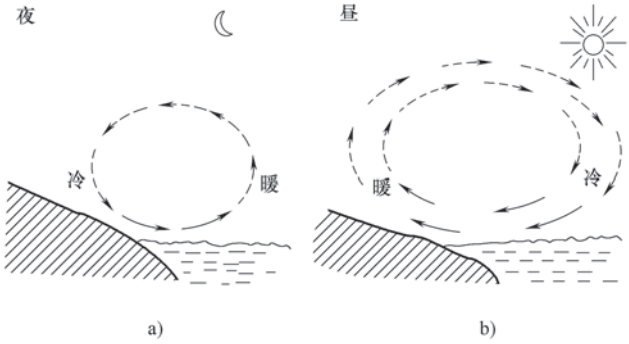



图 3-3　海陆风形成示意图

a）陆风　b）海风

山谷风的形成原理与海陆风相似。白天，山坡接受太阳光热较多，而山谷上空，同高度上的空气因离地较远，增温较少。山坡上的暖空气不断上升，并从山坡上空流向谷底上空，谷底的空气则沿山坡向山顶补充，因此在山坡与山谷之间形成一个热力环流。下层风由谷底吹向山坡，称为谷风。到了夜间，山坡上的空气受山坡辐射冷却影响，空气降温较多，而谷底上空，同高度的空气因离地面较远，降温较少，山坡上的冷空气因密度大，顺山坡流入谷底，谷底的空气因汇合而上升，并从上面向山顶上空流去，形成与白天相反的热力环流。

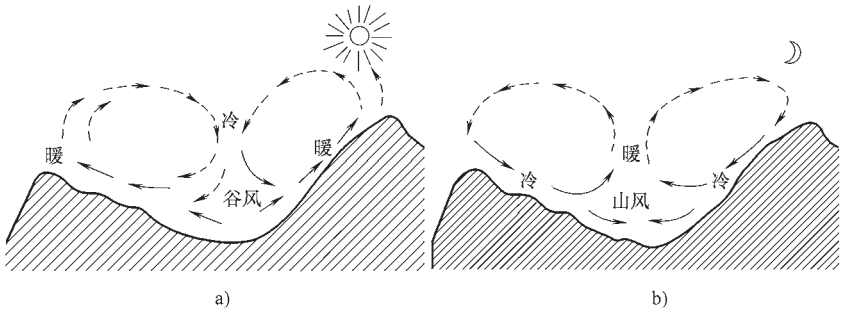



图 3-4　山谷风形成示意图

a）谷风　b）山风

下层风由山坡吹向谷底，称为山风。山风和谷风又总称为山谷风。图 3-4 所示为山谷风形成示意图。

### 3.1.2 风特性及其测量

#### 1. 风特性

风吹过地面时，由于地面上各种粗糙元（草地、庄稼、树林、建筑物等）的作用，会对风的运动产生摩擦阻力，使风的能量减少并导致风速减小。风速减小的程度随离地面高度增加而降低，直至达到某一高度时，其影响就可以忽略。这一层受到地球表面摩擦阻力影响的大气层称为“大气边界层”。在大气边界层中，空气运动是一种随机的湍流流动。大气边界层内的风特性主要用统计方法来描述，它的主要特征是：

1） 由于大气温度随高度的变化所产生的温差引起空气上下对流流动。

2） 由于地球表面摩擦阻力的影响，风速随高度变化。

3） 由于地球自转引起的科里奥利力随高度的变化，风向随高度变化。

4） 由于湍流运动引起的动量的垂直变化，大气湍流特性随高度变化。

5） 大气边界层内的风可看成是由平均风和脉动风两部分组成。

在描述风特性时，一般包括平均风特性、脉动风特性和极端风特性等。

#### 2. 风特性的测量

风能资源的测量与评价是建设风电场成败的关键所在。要评价一个地区风能的潜力，需分析当地的风况。风况是影响风力发电经济性的一个重要因素。风能资源评价主要是以现有测风塔和气象台站的测风数据为基础，通过整理、分析，对目标地区（区域）风况分布和风能资源的大小进行评价。

风为矢量，既有大小，又有方向，所以风的测量包括风向和风速两项。

（1）风向　风向一般用 16 个方位表示，即北东北（NNE），东北（NE），东东北（ENE），东（E），东东南（ESE），东南（SE），南东南（SSE），南（S），南西南（SSW），西南（SW），西西南（WSW），西（W），西西北（WNW），西北（NW），北西北（NNW），北（N）。静风记为 C。风向也可以用角度来表示，以正北为基准，顺时针方向旋转，东风为 90°，南风为 180°，西风为 270°，北风为 360°，风向 16 方位图如图 3-5 所示。

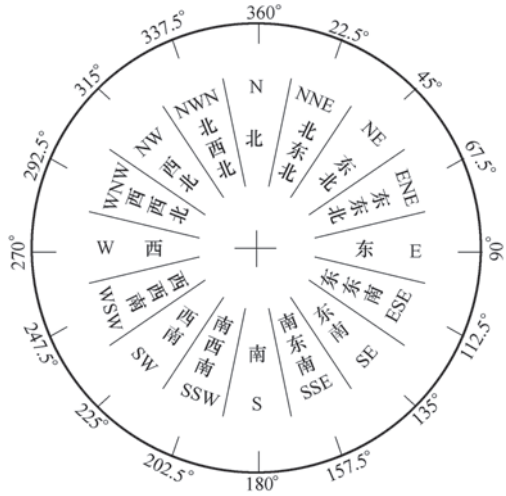



图 3-5　风向 16 方位图

各种风向的出现频率通常用风向玫瑰图来表示，如图 3-6 所示。风向玫瑰图是在极坐标图上，点出某年或某月各种风向出现的频率，称为风向玫瑰图。同理，统计各种风向的风能图称为风能玫瑰图。

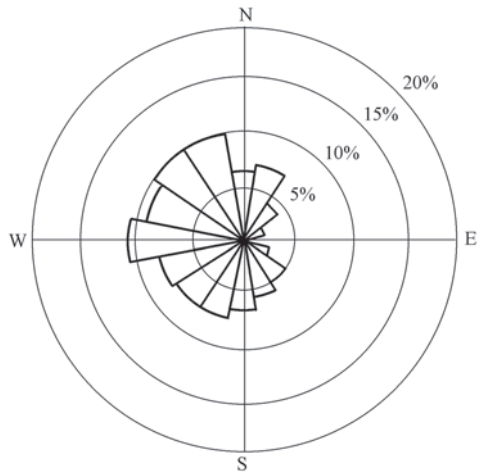



图 3-6　风向玫瑰图

（2）风速　风速是单位时间内空气在水平方向上所移动的距离。风速的测量仪器有旋转式风速计、散热式风速计、超声波风速计、风廓线仪等。各国表示风速的单位不尽相同，如用 m/s，n mile/h，mile/h，km/h，ft/s 等，各种单位间的换算见表 3-1。通常，各国基本都以 10m 高度处为观测基准，时间间

隔为 10min。

表 3-1　风速各种单位换算

| 单位 | $m \cdot s^{-1}$ | $n\ mile \cdot h^{-1}$ | $km \cdot h^{-1}$ | $mile \cdot h^{-1}$ | $ft \cdot s^{-1}$ |
|---|---|---|---|---|---|
| $m \cdot s^{-1}$ | 1 | 1.944 | 3.600 | 2.237 | 3.281 |
| $n\ mile \cdot h^{-1}$ | 0.514 | 1 | 1.852 | 1.151 | 1.688 |
| $km \cdot h^{-1}$ | 0.278 | 0.540 | 1 | 0.621 | 0.912 |
| $mile \cdot h^{-1}$ | 0.447 | 0.869 | 1.609 | 1 | 1.467 |
| $ft \cdot s^{-1}$ | 0.305 | 0.592 | 1.097 | 0.682 | 1 |

注：1n mile（海里）=1.852km，1km=1 000m，1mile（英里）=1.609km，1ft（英尺）=0.304 8m。

### 3.1.3　风能资源及其评估

目前，国内外现有的风能资源评估的技术手段有三种：基于气象站历史观测资料的评估、基于气象塔观测资料的评估以及风能资源评估的数值模拟。我国目前主要采用基于气象站历史观测资料的统计分析方法和数值模拟方法对风能资源进行评估。

#### 1. 基于气象站历史观测资料的统计分析方法

美国斯坦福大学根据全球 1998—2004 年 7 753 个地面气象站和 446 个空间观测点的观测资料，采用最小二乘法得到每个观测站的风速垂直廓线，之后通过插值方法得到了全球 80m 高度上风能资源的分布。

基于气象站观测资料的风能资源评估主要存在三方面的问题：①气象站测风高度只有 10m，而风力机的轮毂高度大多数都为 50m 和 70m，近地层风速随高度的变化取决于局部地形和地表条件以及大气稳定度，因此从 10m 高度的风能资源很难准确推断风电机组轮毂高度的风能资源；②我国气象站的间距是 50 ～ 200km，东部地区气象站分布密度较大，西部地区分布稀少，西部的统计分析结果的误差就会很大，即使是 50km 分辨率的统计计算结果也只能宏观地反映我国风能资源的分布趋势，不能较准确地定量确定一个区域可开发风能资源的覆盖范围和风能储量；③我国的气象站大多数都位于城镇，由于城市化的影响，城镇地区的风速相对较小，对风能资源评估结果有一定影响。所以，基于气象站观测资料的风能资源评估不能满足我国制订风电发展规划对风能资源评估的要求。

### 2. 基于气象塔观测资料的统计分析方法

印度能源顾问有限公司采用 1987 年以来先后设立的 570 个 20m 和 25m 的测风塔的观测数值，根据 20m 或 25m 的风速外推得到 50m 的风速，制作了 50m 高度上的印度风图。这些测风塔大多数的测风资料时间长度是 2 年，个别测风塔的观测资料时间长度长达 5 年，甚至 10 年，目前正在运营的测风塔有 51 座。由于测风资料的时段不统一，对风能资源评估结果的准确度会有一定的影响。此外，由于设立测风塔观测的人力和物力耗费很大，因此印度的风图中只有 10 个省的风能资源分布。考虑到风能资源的观测对人力、物力的消耗，不可能在大范围内建立密集的观测网，也不可能跟气象站一样进行常年观测，因此，仅仅依靠气象塔的观测资料进行区域风能资源评估是不可行的。

### 3. 风能资源数值模拟方法

近十几年来，欧美国家应用数值模拟的方法发展了许多较为成熟的风能资源评估系统软件。20 世纪八九十年代，丹麦 Riso 国家实验室研发了一个用于风电场微观选址的资源分析工具软件——WAsP（Wind Atlas Analysis and Application Program）。该软件的核心是一个微尺度线性风场诊断模式，利用地转风和单点的测风资料推算周围区域风场的风资源分布，适用于较为平坦的地形（坡度＜ 0.03）。WASP 适用范围在 100km$^2$，仅适用于对小范围风资源的调查。20 世纪 90 年代后期，Riso 实验室发展了将中尺度数值模式 KAMM 与 WASP 模式相结合的区域风能资源评估方法，利用网格尺度为 2 ～ 5km 的中尺度 KAMM 模式输出结果驱动 WASP，从而得到具有较高分辨率的风资源分布图。

将数值模拟技术应用于风能资源评估是一个行之有效的方法。从基础理论上讲，建立在对边界层大气动力和热力运动数学物理描述基础上的数值模拟技术要优于仅仅依赖气象站观测数据的空间插值方法。从实际应用上来看，数值模拟方法可以得到较高分辨率的风能资源空间分布，可以更精确地确定可开发风能资源的面积和风电机组轮毂高度的可开发风能储量，更好地为风电开发的中长期规划和风电场建设提供科学依据。

## 3.1.4 全球风能资源概况

美国斯坦福大学土木和环境工程系根据国家气象数据中心和预警系统实验室 1998—2002 年的风速和温度数据，对 7 753 个地面气象站和 446 个空间观测点两种不同类型的数据进行比较，对全球风能资源进行了统计和计算，得出以下结果：

1）全球范围内距离地面 80m 处的观测点中，有 13% 可以达到 3 级风以上，即风速为 6.9m/s，非常适合风能的开发利用。但据保守估计，地表可利用风能被低估了 19.8%。在以往对风能的研究中，均有低估风能资源在全球能源总资源中所占份额的情况。

2）全球范围内距离地面 80m 处的观测点中，平均风速将达到 4.59m/s，其中 3 级及以上风区地带可达到 8.44m/s。在距离地面 10m 高处的观测点中，整体平均风速为 3.31m/s，3 级及以上风区平均风速为 6.53m/s。

3）欧洲和北美有着较强的风力（3 级以上），海洋和南极洲则有着极广的风能覆盖面，北海沿岸的北欧地区，南美的南端及澳大利亚的塔斯马尼亚岛、加拿大和美国的东北及西海岸均属于暴风区领域，在利用风能方面具有极大的潜力。

4）在 80m 高处，符合利用风能要求的观测点海上比陆地上的多 90%。按在 80m 高度处 6.9m/s 的风速来计算，全球风能可利用资源量为 72 万亿 kW。即使只成功利用了其中的 20%，依然相当于世界能源消费量的总和或电力需求的 7 倍，但仍然有许多技术难题需要克服，才能真正充分发挥利用风能的潜力。

### 3.1.5 我国风能资源概况

#### 1. 我国风能资源评估工作回顾及风能资源储量情况

从 20 世纪 70 年代末到现在，国内外各机构用不同的方法，从不同的角度对我国陆地和海上风能资源进行了普查和评估，结果如下：

（1）中国气象局第一次风能资源普查结果（1980 年）　中国气象局第一次风能资源普查给出的结果是：全国陆地离地面 10m 高度的风能资源总储量为 16 亿 kW，技术可开发量为 1.6 亿 kW。

（2）中国气象局第二次风能资源普查结果（1984—1987 年）　中国气象局第二次风能资源普查给出的结果是：全国陆地离地面 10m 高度的风能资源总储量为 32.26 亿 kW，技术可开发量为 2.53 亿 kW。根据陆上相同评估方法，初步估计近海的风能资源总储量为 7.5 亿 kW。

（3）中国气象局第三次风能资源普查结果（2004—2006 年）　中国气象局第三次风能资源普查给出的结果是：全国陆地离地面 10m 高度的风能资源总储量为 43.5 亿 kW，技术可开发量为 2.97 亿 kW，技术可开发面积约 20 万 $km^2$。

（4）美国可再生能源实验室（NREL）对中国部分地区风能资源的评估结果　我国中部和东部陆地范围内离地面 50m 高度年平均风功率密度在 300W/$m^2$ 以上的陆地面积约 65 万 $km^2$，风能资源技术可开发量约 32.5 亿 kW；年平均风

功率密度在 400W/$m^2$ 以上的陆地面积约 28.4 万 $km^2$，风能资源技术可开发量约 14.2 亿 kW。需要说明的是，NREL 评估时，没有包括新疆、西藏、青海、云南和台湾等省（区）。此外，NREL 计算风能资源技术可开发量的方法是先确定可开发面积，然后按照每平方千米风电装机容量 5MW 的标准，计算风能技术可开发量。

（5）中国科学院地理科学与资源研究所对中国近海风能资源的评估结果　2005 年，中国科学院地理科学与资源研究所利用卫星遥感数据和海浪观测资料，采用反演技术对我国海上风能资源进行了评估，得到我国距离海岸 10km 的风能资源总储量约 20 亿 kW。

（6）国家发展和改革委员会能源研究所对中国风能资源的评估结果　国家发展和改革委员会能源研究所根据《全国海岸带和海涂资源综合调查报告》和 2002 年我国颁布的《全国海洋功能区划》进行了我国近海海域的风能资源评估。我国大陆沿岸浅海 0 ～ 20m 等深线的海域面积约为 15.7 万 $km^2$，避开港口航运、渔业开发、旅游和工程规划海区，以及专门划分的 60 个用于开发波浪、潮汐等海洋能的利用区，如果考虑其总量 20% 的海面可以利用，则近海风电装机容量约为 1.5 亿 kW。

（7）中国气象局风能太阳能资源评估中心对中国风能资源的评估结果　2007 年，中国气象局风能太阳能资源评估中心在研究中采用数值模拟的方法得到如下结果：陆地离地面 50m 高度风能资源技术可开发面积约 54 万 $km^2$，技术可开发量约为 26.8 亿 kW；在离岸 20km 的海域范围内，技术可开发面积约为 3.7 万 $km^2$，技术可开发量约为 1.8 亿 kW；风能资源总的技术可开发量约为 28.6 亿 kW。

（8）中国风能资源的详查和评估　为更好地满足我国风能资源持续、有序、合理地规划和开发利用需要，国家发展和改革委员会、财政部及国家相关部门决定在之前全国风能资源普查结果的基础上，实施“全国风能详查和评价”项目，该项目针对中国大陆风能资源丰富、适宜建设大型风电场、具备风能资源规模化开发利用条件的地区，通过现场观测、数值模拟、综合分析等技术手段，进一步摸清我国陆上风能资源特点及其分布，为促进我国风电又好又快发展做好前期工作。该项目于 2008 年正式启动，由中国气象局具体牵头组织实施。通过全国风能详查和评价项目的实施，得出了我国陆上各高度层风能资源储量、风能资源的时空分布特点、风力发电机组选型的关键风况参数等，提出了总装机容量为 3 亿 kW 的风电项目储备和开发建议。

1）全国陆上风能资源总量。根据国际上对风能资源技术开发量的评价指标，在年平均风功率密度达到 300W/$m^2$ 的风能资源覆盖区域内，考虑自然地理和国家基本政策对风电开发的制约因素，并剔除装机容量小于 1.5MW/$km^2$ 的区域后，得出我国陆上 50m、70m、100m 高度层年平均风功率密度大于等于 300W/$m^2$ 的风能资源技术开发量分别为 20 亿 kW、26 亿 kW 和 34 亿 kW。

2）全国风能资源的分布。我国陆上风能资源丰富区主要分布在东北、内蒙古、华北北部、甘肃酒泉和新疆北部，云贵高原、东南沿海为风能资源较丰富的地区。以 70m 高度风能资源技术可开发量为例，内蒙古自治区最大，约为 15 亿 kW，其次是新疆和甘肃，分别为 4 亿 kW 和 2.4 亿 kW，此外黑龙江、吉林、辽宁、河北北部，以及山东、江苏和福建等地沿海区域风能资源丰富的面积大，适宜规划建设大型风电基地。我国中部内陆地区的山脊、台地、江湖河岸等特殊地形也有较好的风能资源分布，适宜分散式开发利用。

对我国近海风能资源的初步数值模拟结果表明，台湾海峡风能资源最丰富，其次是广东东部、浙江近海和渤海湾中北部，相对来说近海风能资源较少的区域分布在北部湾、海南岛西北、南部和东南的近海海域。

### 2. 风能资源区划

风能资源主要受地理位置、季风、地形等因素的影响。将 50m 高度风功率密度小于 300W/$m^2$、300 ～ 400W/$m^2$、400 ～ 500W/$m^2$ 和大于 500W/$m^2$ 的区域，分别称为风能资源贫乏区、可利用区、较丰富区和丰富区。我国风能资源丰富的地区主要分布在东南沿海及附近岛屿，内蒙古、新疆和甘肃河西走廊，以及华北和青藏高原的部分地区。另外，华中地区也有个别风能资源丰富的地区。

### 3. 风能资源可利用区

我国风能资源受地域和季节的影响明显：北部地区风力较南部地区强；冬春两季受西伯利亚高气压的影响，风力较夏秋两季强。然而，我国风能资源地理分布与电力负荷分布不匹配，沿海地区电力负荷大，但风能资源丰富的陆地面积小，而北部地区风能资源丰富，电力负荷却很小，给风能开发带来困难。

我国北部风能资源丰富区适合风电规模化发展，这一风带覆盖范围广、地势相对平坦、西风带气流稳定、风速平稳、风电场年折合满发小时数高于 2 000 h。从风能资源角度分析，该地区拟建设百万千瓦级以上规模的大型风电场，可作为我国重要的风力发电能源基地。另外，我国东南沿海及附近岛屿风能资源丰富区除了可以在陆地建设中、小型风电场外，主要在近海区域内建设海上风电场。

在重点开发利用我国北部和东南沿海风能资源的同时，在内陆一些省区的分散式风能资源较丰富区，根据电网、交通等条件，可以因地制宜发展中、小型风电场。另外，在电网难以到达的无电有风地区，可发展离网风力发电系统或风/光互补发电系统以及分布式电源系统，用于生活用电和部分生产用电。

我国部分地区灾害天气频发，特殊的气候条件如台风、低温、雾凇、雨凇、雷暴、沙尘暴和强热带气旋等对风能开发带来影响。因此，在风电场选址时要重点进行气象条件分析。在寒潮或强冷空气频繁出现的冬季，我国东北、新疆、内蒙古等地区会出现 -30℃以下的低温；贵州、云南东北部、新疆和东北的部分地区是出现雨凇和雾凇的主要区域；海南、广东、广西、云南南部以及四川西部等是雷暴多发地区；广东、海南、福建等则是热带气旋频发的地区。

## 3.2 风电设备

### 3.2.1 风力发电机组的种类与特征

风力发电机组简称风电机组，是将风能转化为电能的机械、电气及控制设备的组合。其基本部件包括风轮、发电机、齿轮箱（有的无齿轮箱）、变流器（有的无变流器）及控制器等。其工作原理为：利用风能驱动风轮旋转，再利用风轮的机械能带动发电机发电。风力发电机组可用于并网发电、独立应用或与其他能源发电形式组成互补发电系统。

风力发电机组有多种类型，最基本的分类方式是按照风轮旋转轴与地面的关系分为垂直轴风力发电机组和水平轴风力发电机组；按照额定功率大小分为大型风力发电机组和中小型风力发电机组。风力发电机组基本分类如图 3-7 所示。

在现代大型水平轴风力发电机组中，定桨距失速调节、恒速运行的风力发电机组，正在逐步被变桨变速型风力发电机组所取代；而后者一般按照传动系统特点又被分为齿轮箱传动型、直驱型和半直驱型。

此外，人们有时会根据风力发电机组应用地点或运行环境特征对机组进行命名，如海上风电机组、高原型风电机组、低温型风电机组、低风速型风电机组等。这些机组与其对应的其他机组一般没有本质区别。

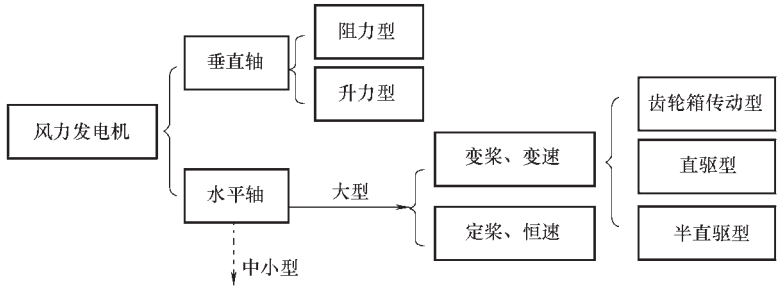



图 3-7　风力发电机组基本分类

（1）垂直轴和水平轴风力发电机组　垂直轴风力发电机组的风轮旋转轴与地面垂直，优点是风轮可以接受各方向的来风，不需要调向机构，而且发电机、齿轮箱等部件可以布置在地面；缺点是风能利用系数较低，起动风速高且一般不能自起动，大型化以后机械结构复杂。垂直轴风电机组按风轮形成转矩的机理又可分为阻力型和升力型。典型的阻力型风电机组的风轮形式为 S 型，典型的升力型风电机组风轮形式有 H 型和 Φ 型。

水平轴风力发电机组的风轮旋转轴与地面基本平行，风轮和机舱安置在垂直于地面的塔架上。按风轮与塔架的相对位置可分为上风向和下风向两种。上风向风电机组的风轮安置在塔架前方，工作时来风首先吹向风轮，基本不受机舱和塔架对风的扰动影响，但需要有调向装置或偏航系统来保证风轮始终朝向来风方向；下风向风电机组的风轮安置在塔架后方，来风首先吹过机舱和塔架，对风的扰动较大，影响风轮对风能的利用，但是下风向机组可以实现自动对风，不需要调向装置或偏航系统。垂直轴和水平轴风力发电机组型式如图 3-8 所示。

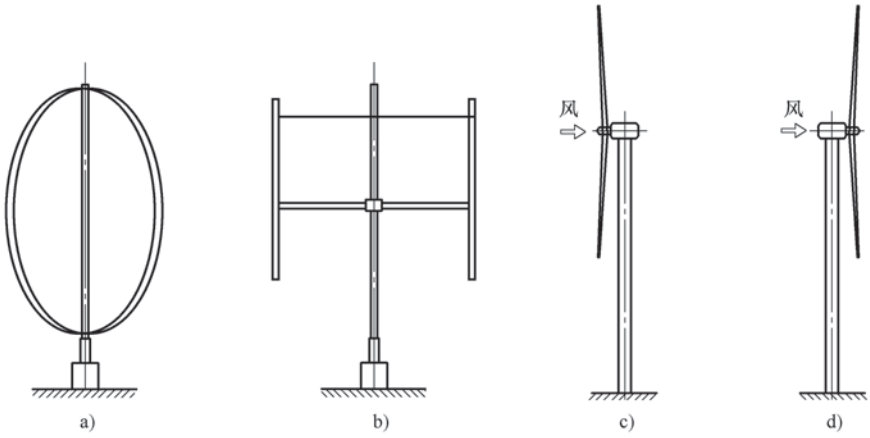



图 3-8　垂直轴和水平轴风力发电机组型式

a）达理厄式垂直轴风轮　b）H 型垂直轴风轮　c）水平轴上风向　d）水平轴下风向

（2）大型和中小型风力发电机组　国际上通常按照机组容量将风力发电机组分为大型（1MW 以上）、中型（100kW ～ 1MW）和小型（1 ～ 100kW）。我国将容量小于 1kW 的风力发电机组列为微型。

小型风力发电机组可以独立应用，也可以用于并网发电。我国市场上应用较多的是功率在几百瓦到几千瓦的小型和微型风力发电机组，机组不与大电网连接，而是直接连接到负载，通常与储能设备（如蓄电池）配合使用，主要安装在没有电网的区域为居民提供生活用电，目前在城市路灯、景观照明等方面也有较多应用。

中型和大型机组主要用于并网发电，可以单台独立与电网连接，也可以由数台、数十台乃至上百台机组形成风电场通过升压站与电网连接，作为电网的一种电源为电网输送电力，是当前风能利用的主要形式。当前陆上风电机组市场主流机型都是功率在 1MW 以上的大型风力发电机组，但是 1MW 以下的机组还有一定市场份额和保有量。海上风电机组主流机型功率在 3 ～ 6MW 之间。

（3）定桨恒速型与变桨变速型　大型水平轴风力发电机组按照功率控制方式不同可分为定桨恒速型和变桨变速型两类。

1）定桨恒速型。一般称为失速型风力发电机组，发电机恒速运行，其风轮叶片直接与轮毂固定，桨距角固定不变，在功率控制上利用叶片失速技术。其原理是：叶片翼型的升力系数在一定范围内与攻角成正比，当风速增大时，叶片的攻角随之增大，当达到一定程度后，气流开始分离，它们不再保持正比关系，升力系数下降，阻力系数增加，称之为失速。设计时使叶片在超过额定风速后产生失速，将功率保持在额定值附近。此类机组的优点是控制系统结构简单，制造成本低，可靠性高；缺点是风能利用系数低，叶片上装有空气动力制动装置使叶片质量增加，需要较大的安全系数。兆瓦级以上的风力发电机组基本不再采用叶片失速技术。

2）变桨变速型。变桨变速型风力发电机组的主要特点是采用变速发电机（如双馈异步发电机或同步发电机）和变桨系统来控制功率输出。在低于额定风速时，通过变流器来控制发电机的电磁转矩，使转速随风速变化以获得最佳叶尖速比，使风能利用系数最高；当风速超过额定风速时，即输出功率超过额定功率时，通过变桨系统调整叶片桨距角，将发电机的输出功率限制在额定值附近。变桨距功率调节的优点是它能自动调节叶片桨距角度，适应不同风况下功率的调节，特别

是使得在接近额定风速附近的功率曲线充实，使风力发电机组的年发电量增加；缺点是变桨距执行机构及驱动和控制系统较复杂。随着技术的成熟，变桨变速技术目前已普遍应用于现代大型风力发电机组中。

（4）齿轮箱传动型、直驱型和半直驱型　采用变桨变速技术的大型水平轴风力发电机组，一般按照传动系统特点分为齿轮箱传动型、直驱型和半直驱型三类。

采用增速齿轮箱和双馈异步发电机的变桨变速型风力发电机组一般称为双馈型风力发电机组，其框图如图 3-9 所示。其发电机定子直接连接电网，转子通过变流器与电网相连。通过变流装置，调节励磁电流的频率，实现转子的变速运行，进而通过交—直—交逆变器实现恒频发电，满足用电负载和并网的要求。其特点是：可以按吸收最大风能跟踪风速变化去调节转速，提高风力发电机组的效率；通过调节励磁电流的有功分量和无功分量，独立调节发电机的有功功率和无功功率。这样不但可以调节电网的功率因数，补偿电网的无功需求，还可以提高电力系统的静态和动态性能。此外，双馈型风力发电机组采用交流励磁，使发电机和电网系统构成了“柔性连接”，即可以根据电网电压、电流和发电机的转速来调节励磁电流，精确地调节发电机输出电压，使其满足电网的要求。双馈型风力发电机组是当前市场上的主流机型。随着全功率变流技术的成熟，目前也有机组采用增速齿轮箱加同步发电机配合全功率变流器的组合，使得风电机组具有更好的电网适应性。

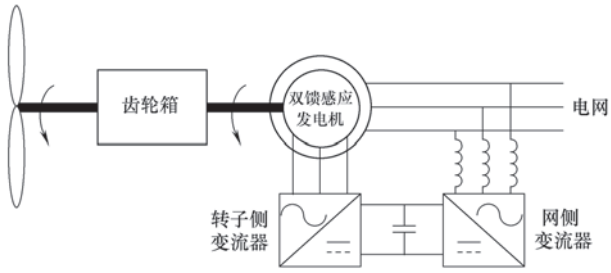



图 3-9　双馈型风力发电机组框图

直驱型风力发电机组采用低速永磁或电励磁同步发电机，不需要增速齿轮箱。低速永磁和电励磁直驱型风力发电机组框图分别如图 3-10 和图 3-11 所示。此类机组将风能转化为频率、幅值都变化的三相交流电，经整流后通过逆变器转换为恒频、恒压的三相交流电馈入电网。通过全功率变流装置，对系统的有

功功率和无功功率进行控制，实现最大功率跟踪，最大效率地利用风能。直驱型机组风轮转速较低，低风速区效率较高，电网适应性较好，但发电机尺寸和质量较大，给风力发电机组的运输和安装带来困难。直驱型机组近年来在市场上的投放量正在增多。

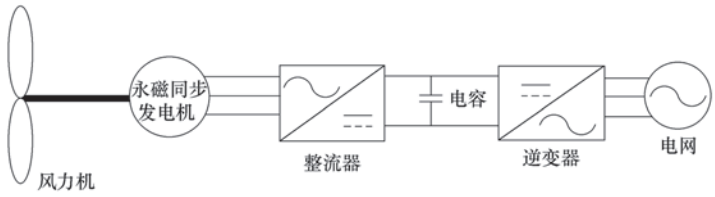



图 3-10　低速永磁直驱型风力发电机组框图

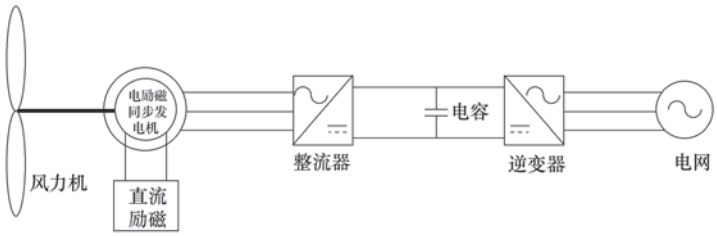



图 3-11　电励磁直驱型风力发电机组框图

半直驱型风力发电机组又称混合型风力发电机组，一般采用单级或两级行星传动增速，采用同步发电机或双馈异步发电机。与直驱型相比具有较佳的能量成本比，同时由于采用单级增速，发电机经特殊设计减轻了体积和质量，方便运输和安装，具有较好的应用前景。目前此类机型在国内外都已有应用。图 3-12 和图 3-13 所示分别为半直驱同步型和半直驱双馈型变桨变速风力发电机组框图。

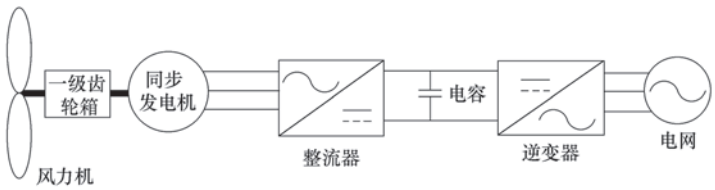



图 3-12　半直驱同步型变桨变速风力发电机组框图

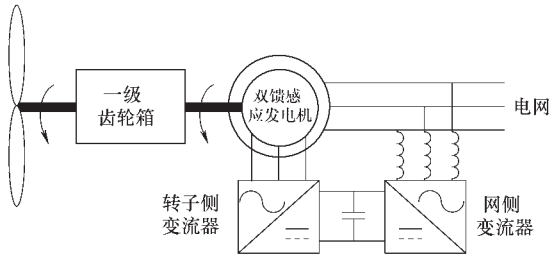



图 3-13　半直驱双馈型变桨变速风力发电机组框图

### 3.2.2　风力发电机组总体设计和布局

风力发电机组是一个复杂的系统，包含多个不同类型的分系统，涉及众多的领域和学科，因此，风力发电机组的开发是一项系统工程。

风力发电机总体设计时要协调各分系统之间的关系，既相互关联，又相互制约。总体设计的任务就是通过分析、研究，提出风力发电机组总体方案，确定风力发电机组分系统的功能及技术要求，保证它们相互协调，使整个风力发电机组的技术经济性达到最优。

#### 1. 风力发电机组基本方案

首先要确定风力发电机组的基本形式、设计等级和控制方案等，才能进行风力发电机组的总体布置。

一般来说，小型风力发电机组多用于没有电网的边远地区，采用离网型风力发电机组；大型风力发电机组主要用于向电网输送电力，采用并网型风力发电机组。目前，商业化的大型风力发电机组一般是三叶片上风向水平风力发电机组。在风电机组的控制方式上，目前失速型风力发电机组已逐步被变桨、变速型风力发电机组所替代。在变桨、变速型风力发电机组中主流机型是双馈型风力发电机组，其次是直驱型风力发电机组，半直驱型风力发电机组尚未进入商业化阶段。

风力发电机组等级是在风力发电机组基本方案选择时，根据目标市场的风况确定的，不同等级对应不同的风速和湍流强度。在 IEC61400—1 标准中给出了属正常情况下的Ⅰ～Ⅲ等级和特殊情况下的 S 等级，Ⅰ～Ⅲ等级根据湍流强度不同又分为 A、B、C 三个子级，具体参数见表 3-2。特殊风力发电机组，如近海风力发电机组，由于外部条件的特殊性，需要按 S 等级设计，其具体参数值由设计者确定。

表 3-2　风力发电机组基本参数

| 风力发电机组等级 | I | II | III | S |
|---|---|---|---|---|
| 参考风速 $V_{ref}$ /(m/s) | 50 | 42.5 | 37.5 | 由设计者确定各参数 |
| A　湍流强度 $I_{ref}$ | 0.16 | | | |
| B　湍流强度 $I_{ref}$ | 0.14 | | | |
| C　湍流强度 $I_{ref}$ | 0.12 | | | |

注：$V_{ref}$ 为 10min 平均参考风速；$I_{ref}$ 为 15m/s 风速下的湍流强度。

风力发电机组的控制方案主要是确定功率控制的方式，通常指风轮功率控制和发电机转速调节两者的组合，其主要形式有：①恒转速、失速调节；②恒转速、变桨距调节；③变桨距、变转速调节，属于目前广泛采用的功率控制方式。

风力发电机组的总体布置是风力发电机组总体设计的重要内容之一。总体布置的任务是确定各部件的位置，进行连接件设计，确定接口尺寸，以保证风力发电机组装配协调，对各分系统或部件提出的设计要求进行准备。总体布置包括：传动系统布置、机舱布置、偏航系统布置、塔架布置等。图 3-14 所示为风力发电机组机舱布置图。

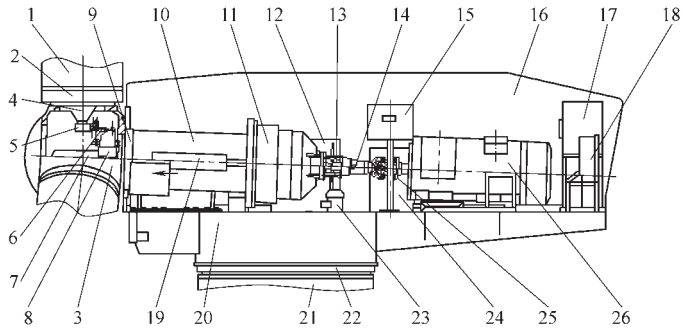



图 3-14　风力发电机组机舱布置图

1—叶片　2—叶片轴承　3—轮毂　4—调桨锅　5—曲柄　6—连杆　7—小轴
8—三脚架　9—主轴　10—主轴支架　11—齿轮箱　12—齿轮箱润滑油站　13—圆盘闸
14—万向联轴器　15—顶部控制器　16—机罩　17—齿轮油冷却器　18—分线箱
19—伺服液压缸　20—底盘　21—塔架　22—偏航轴承　23—偏航驱动系统
24—伺服液压油站　25—安全离合器　26—发电机

## 2. 风力发电机组总体参数

以大型水平轴风力发电机组总体参数为例，对于中小型风电机组和垂直轴风电机组可供参照。

（1）额定功率　额定功率是指按照设计要求，风力发电机组在额定工作状态时的输出功率。其主要由设计人员根据市场需求和技术条件来设定。目前陆地风电场主流机型的额定功率范围是 1.5 ～ 3MW，近海风电场主流机型的额定功率范围是 3 ～ 6MW。华锐、联合动力均已制造出 6MW 海上风电机组，并完成样机的吊装，开始试运行。国家级海上风电技术装备研发中心正致力于 10MW 及以上大型海上风电机组的研发。

（2）额定风速　额定风速是指风电机组达到额定功率时的风速。在风电机组设计过程中，要考虑机组运行环境来确定额定风速取值。额定风速取值偏高，机组很少达到额定输出功率，设备利用率低，年发电量少；取值过低，势必增加风轮和发电机尺寸以达到低风速满发的目的，制造成本高，且切出风速一般偏低，对发电量也有影响。因此，确定额定风速时要与机组安装区域的风速分布频率（风频）匹配，即风力发电机组的功率曲线要与风频曲线匹配，以满足机组单位发电量成本（度电成本）最低的要求。

（3）切入风速　切入风速是风电机组进入发电运行状态时的最低风速。在该风速下，风轮产生的转矩除了克服主传动链的阻尼力矩以外，还有剩余转矩可以发电。切入风速反映了机组在低风速条件的性能。切入风速值不宜过低，一般陆地风电机组切入风速为 3m/s，海上风电机组切入风速可以稍高一些。

（4）切出风速　切出风速是风电机组发电运行状态可适应的最大风速。当风速达到切出风速时，机组将实施自动停机，保护机组在极端风速下不受损坏。目前，陆地大型风电机组的切出风速一般为 25m/s，海上大型风电机组的切出风速可以取 30m/s。

（5）设计风速　设计风速是叶片气动设计时获得最大风能利用系数的风速。在该风速下叶片处于最佳攻角，即在此攻角下叶片叶素处的升阻比最大。设计风速的选择与翼型空气动力特性和区域风速分布频率有关，设计风速一般低于额定风速。

（6）风轮转速　风轮转速包括设计转速、额定转速、最低转速、最高转速和极限转速。对于定速同步发电机，前四者是一样的，对于定速异步发电机也可视作一致，只相差 1% 左右的滑差。对变极异步发电机，最低转速是小功率发电机的转速，额定转速和最高转速是大功率发电机的转速。对于变速运行的风力发

电机，这些转速是不同的：

1）设计转速是设计风速时的风轮转速。在风轮叶片气动设计时，它和设计风速、风轮半径等确定设计最优叶尖速比，在该叶尖速比下优化叶片气动外形，即叶片弦长、扭角和翼型的分布，期望风轮有最大风能利用系数，设计风速一般为 5 ～ 8m/s。

2）额定转速是风电机组额定功率时的转速。它影响齿轮箱的增速比，是风轮叶片气动设计的重要依据。风轮实度低，风轮转速高；但转速受到叶尖速度大小的限制。为控制叶片气动噪声，叶尖速度一般为 65 ～ 75m/s，近海风力发电机组可适当取大一些。

3）最低转速是风轮切入风速时的转速。对于双馈发电机，取决于转子变流器的功率大小；对于使用全功率变流器的同步发电机，则由气动设计确定。

4）最高转速是风轮允许超过额定转速的最大转速。对于双馈发电机，取决于转子变流器的功率大小；对于使用全功率变流器的同步发电机，则同极限转速。

5）极限转速是风轮不允许超过的转速。由风轮结构强度、刚度和动态响应特性决定。

（7）风轮轴功率　风轮轴功率是风轮轴输出的功率。它取决于风力发电机组的额定功率 $P$、发电机效率 $\eta_e$ 和主驱动链的机械效率 $\eta_M$，即风轮的轴功率 $P_M=P/(\eta_e\eta_M)$。主驱动链的效率主要由齿轮箱和主轴承的效率决定，主轴承效率可以取 1，一般齿轮箱在额定状态下的效率可达 0.97，发电机的效率可达 0.95，则风轮轴功率约为风力发电机组额定功率的 1.1 倍。

（8）风轮直径　风轮直径是风轮旋转时的外圆直径。风轮直径的大小决定了风轮扫风面积的大小以及叶片长度，是影响机组容量大小和性价比的主要因素之一。

（9）风轮仰角　风轮仰角是风轮旋转轴与水平面的夹角，用于调节运行中的风轮叶片叶尖与塔架之间的距离，以确保叶片不与塔架产生碰撞。

（10）风轮锥角　风轮锥角是叶片轴线绕风轮轴旋转形成锥面的顶角，有和仰角相同的作用，在设计时应与仰角一起考虑。

（11）叶片数　叶片数是指组成风轮的叶片数量，是风电机组的重要参数之一。选择叶片数时应考虑风电机组的性能、载荷、成本、噪声影响及景观效果等因素。目前大型水平轴风电机组的叶片数一般为 3，也有少数机组采用 2 个叶片，但没有实现批量安装。

（12）轮毂高度　轮毂高度或称塔架高度，指风轮轮毂中心距离地面的高度。一般塔架越高则轮毂处的风速越高，机组获取的风能越高。塔架高度与风轮直径相匹配，并且受风电机组结构动力特性的限制。另外，塔架越高，质量越大，造价也越大。因此，在确定塔架高度时应进行综合的技术经济分析。

### 3.2.3　风力发电机组设计基础

风力发电机组的设计基础主要包括风力发电机组空气动力基础、风力发电机组气动力性能计算、风力发电机组载荷计算、风力发电机组安全系数、风力发电机组结构强度分析和风力发电机组结构动力特性等内容。

#### 1. 风力发电机组空气动力基础

风力发电机组空气动力基础主要包括动量理论、叶素理论、动量－叶素理论和翼型理论等几部分内容。

动量理论是用来描述作用在风轮上的力与来流速度之间的关系，回答风轮究竟能从风的动能中获得多少机械能。在理想情况下，风轮最多能吸收 59.3％的风的动能，此值称为贝兹（Betz）极限。

叶素理论的基本出发点是将风轮叶片沿展向分成许多微段，又称叶素。假设在每个叶素上的流动相互之间没有干扰，即叶素可以看成是二维翼型，这时，将作用在每个叶素上的力和力矩沿展向积分，就可以求得作用在风轮上的力和力矩。

为了计算作用在风轮叶片上的力和力矩，必须计算风轮旋转面中的轴向诱导因子和周向诱导因子，这就需要用动量－叶素理论来求解。

风力发电机组叶片的剖面形状称之为风力发电机组翼型，它对风力发电机组性能有很大的影响。长期以来，风力发电机组翼型主要选自航空翼型，因此需要对风力发电机组翼型的几何参数进行重新研究和设置，以满足风力发电机组的翼型空气动力特性。

#### 2. 风力发电机组气动力性能计算

目前，风力发电机组性能计算时主要采用动量－叶素理论，主要包括风轮功率特性、风轮转矩特性、风轮轴向力（推力）特性、风力发电机组功率特性等几方面内容。

风轮功率特性是评估风轮性能的重要指标，直接影响风力发电机组的输出功率大小，一般用风轮功率系数随叶尖速比的变化曲线（$C_P$－$\lambda$ 曲线）和风轮功率系数随风速的变化曲线（$C_P$－$v$）来表示。

风轮转矩特性主要为风力发电机组传动系统和发电机设计时提供转矩。一般用风轮转矩系数随叶尖速比的变化曲线（$C_M$－$\lambda$）和风轮转矩系数随风速的变化

曲线（$C_M$-$v$）来表示。

风轮轴向力（推力）特性一般用风轮轴向力（推力）系数随叶尖速比的变化曲线（$C_T$-$\lambda$）和风轮轴向力（推力）系数随风速的变化曲线（$C_T$-$v$）来表示。主要为风力发电机组结构设计时提供轴向力。

风力发电机组功率特性是评估风力发电机组性能的重要指标，对风力发电机组来说，直接影响其年发电量的多少。风力发电机组功率特性除主要取决于风轮功率特性外，还取决于风力发电机组传动系统和发电机的效率以及风力发电机组的运行方式。风力发电机组功率特性一般用风力发电机组输出功率随风速的变化曲线（$P$-$v$）和风力发电机组功率系数随风速的变化曲线（$C_P$-$v$）来表示。

### 3. 风力发电机组载荷计算

风力发电机组载荷是风力发电机组设计时，用于对风力发电机组进行静强度和疲劳强度分析，整机载荷计算是一个迭代过程。目前，载荷主要根据国际电工协会制定的 IEC 61400-1 标准进行计算。

### 4. 风力发电机组安全系数

国家标准 GB/T 18451.1—2012《风力发电机组 设计要求》及 IEC 61400-1:2005 中对载荷和材料安全系数作了规定。根据该标准的规定，载荷局部安全系数见表 3-3。

表 3-3 载荷局部安全系数

| 不利载荷 | | | 有利①载荷 |
|---|---|---|---|
| 设计状态类型 | | | 所有的设计状态 |
| 正常（N） | 非正常（A） | 运输和吊装（T） | |
| 1.35* | 1.1 | 1.5 | 0.9 |

*对于设计载荷工况 DLC1.1，若给定的载荷通过统计载荷外推法来确定，风速在 $V_{in}$ 和 $V_{out}$ 之间，那么正常设计状态的载荷局部安全系数应为 $\gamma_f$=1.25。

*对于正常设计状态，由于重力引起的载荷响应 $F_{gravity}$ 特征值可以计算，并且重力为不利载荷，那么来自重力和其它原因的合成载荷所采用的局部安全系数为：

$$\gamma_f = 1.1 + \varphi\xi^2$$

$$\varphi = \begin{cases} 0.15, & \text{对 DLC1.1} \\ 0.25, & \text{其 他} \end{cases}$$

$$\xi = \begin{cases} 1 - \left|\dfrac{F_{gravity}}{F_k}\right|, & |F_{gravity}| \leqslant |F_k| \\ 1, & |F_{gravity}| > |F_k| \end{cases}$$

①预紧力和重力载荷可显著减轻总载荷响应，因此为有利载荷。

### 5. 风力发电机组结构强度分析

风力发电机组结构强度分析包括风力发电机组极限强度分析、疲劳强度分析、稳定性分析和临界变性分析。

### 6. 风力发电机组结构动力特性

风力发电机组是一个刚柔耦合的多体系统，随着风力发电机组额定功率的增加，塔架高度与风轮直径都已突破了 100m 量级，叶片的刚度越来越小，柔性越来越大。当风力发电机组在自然风条件下运行时，作用在风力发电机组上的空气动力、惯性力和弹性力等交变载荷会使结构产生变形或振动，影响风力发电机组的正常运行，严重时会导致风力发电机组损坏。因此，风力发电机组设计时必须考虑系统的稳定性和在外载作用下的动力响应，包括机械振动稳定性和动力响应，以及气动弹性稳定性和动力响应。

## 3.2.4 风力发电机组部件

不同类型的风力发电机组，在部件上有很大不同。小型水平轴风力发电机组主要部件包括风轮、发电机、塔架、对风装置和制动机构等，由于不需要增速齿轮箱和复杂的控制系统，结构相对简单。

大型水平轴风力发电机组的基本部件包含风轮系统、传动系统、电气系统、偏航系统、控制系统、塔架和机舱等。

### 1. 风轮系统

风轮系统由叶片和轮毂组成，是风力发电机组的核心动力部件，其作用是将空气的流动动能（即风能）转换为风轮的旋转机械能。对于变桨距风力发电机组，其风轮还包括变桨系统，具有变桨系统的风轮兼有功率调节和气动制动等作用。风轮通过轮毂与主轴或发电机（针对直驱型风电机组而言）连接。在气流作用下，风轮叶片上产生空气动力（叶片翼型剖面上的升力和阻力），并由此力使风轮旋转，驱动风力发电机发电。

衡量风轮性能的主要指标是风轮的风能利用系数，即风轮的 $C_P$ 值。根据贝茨（Betz）理论，风轮将风能转换为机械能的极限效率是 59.3%。现代风力发电机组风轮的风能利用系数可达到 45% 以上。

风轮有多种类型，不同类型的风轮其风能转换效率也不一样。按照风轮旋转轴与水平面的位置关系，可分为水平轴风轮和垂直轴风轮。除此以外还有一些概念型的风轮。理论上水平轴风轮的风能利用系数高于垂直轴风轮。

水平轴风轮按转速（或尖速比）不同可分为低速型和高速型。低速型风轮转

速低，一般采用多叶片，有较大的起动力矩，主要用于风力提水机组。高速型风轮转速较高，叶片数量较少，一般为三叶片，也有双叶片或单叶片，主要用于风力发电机组。

水平轴风轮按其与塔架和来流风向的相对位置关系，又分为上风向风轮和下风向风轮。水平轴风力发电机组的风轮形式如图 3-15 所示。上风向风轮迎风面始终位于塔架前方，即来流先经过风轮，然后再经过塔架；机组需要偏航系统来保证风轮能随时准确对准风向。下风向风轮迎风面始终位于塔架后方，即来流先经过塔架，然后再经过风轮，一般不需要偏航系统。对于下风向风轮，由于塔影效应较大，影响风轮气动效率，而且叶片的疲劳载荷幅值增加，降低叶片使用寿命，因此，下风向风轮在设计中已很少采用。

图 3-15　水平轴风力发电机组的风轮形式

a）双叶片风轮　b）三叶片风轮　c）四叶片风轮　d）多叶片风轮

垂直轴风轮按形成转矩的机理可分为阻力型和升力型。阻力型风轮是利用空气流过风轮产生的阻力作为驱动力，以 S 型风轮为代表，如图 3-16c 所示；升力型风轮利用空气流过风轮产生的升力作为驱动力，典型的有 Φ 型和 H 型，如图 3-16a、b 所示。升力型风轮的风能利用系数远高于阻力型风轮，因此，升力型风轮相对于阻力型风轮更受关注。

与水平轴风轮相比，垂直轴风轮的优点是可以吸收来自任意方向风的能量，不需要偏航系统；其缺点是起动风速高，一般不能自起动，风能利用系数较低，另外，机械振动和气弹稳定性问题也更为复杂。

现代风力发电机组大都采用水平轴、三叶片、上风向的风轮形式。大型垂直轴风轮商业化运行的极少，其风轮形式和叶片数量都不固定，一般 Φ 型风轮以两叶片、三叶片较多，H 型风轮以三叶片、四叶片较多；阻力型风轮主要是 S 型，

有的被设计成两层或三层以上。阻力型风轮和升力型风轮混合应用的设计方法已有尝试。

a)　　b)　　c)

图 3-16　垂直轴风力发电机组的风轮形式

a）Φ 型风轮　b）H 型风轮　c）S 型风轮

风轮主要由叶片、轮毂两个主要部件构成，变桨距机组轮毂内部还有变桨系统（驱动机构/执行单元）等。

（1)叶片　叶片是风力发电机组的能量转换部件，具有特殊的空气动力外形，能把风的流动动能转换为风轮的旋转机械能。叶片气动外形决定了叶片转换风能的效率，因此，叶片是风力发电机组的最关键的核心部件之一。

根据风力发电机组的不同型式，叶片也分为不同的类型，粗略地可以分为两大类，即水平轴风力发电机组风轮叶片和垂直轴风力发电机组风轮叶片。

水平轴风力发电机组风轮叶片根据其运行方式，又分为定桨距叶片和变桨距叶片，变桨距叶片在运行过程中，叶片的安装角是随风速变化的，而定桨距叶片在运行过程中其安装角是固定不变的。

垂直轴风力发电机组风轮叶片分为升力型和阻力型两类，其中升力型叶片有直线形、弧线形等；阻力型叶片有 S 形、直线形，也有的被设计成螺旋形。

叶片设计是对风力发电机组总体设计要求、安全规范和标准以及经济性的综合平衡过程。因此，叶片设计需要综合以下因素：

1）满足总体设计要求，如气动性能、界面几何尺寸限制等使用要求。

2）在各种载荷工况作用下满足刚度、强度、稳定性和寿命要求。

3）现有材料工业基础和工艺水平。

4）产品的经济性。

叶片设计要求来源于风力发电机组整机对叶片提出的技术要求，叶片设计的相关标准主要有 IEC 61400-1 Design requirements（设计要求）和 IEC 61400-5 Wind turbine rotor blades（风电机组风轮叶片）等。叶片的设计主要分为气动设计和结构设计两部分。气动设计在叶片设计中最关键，它关系到风力发电机组的能量转换效率和机组的载荷水平。叶片结构设计是在给定的气动外形基础上对叶片材料、结构布局的动态迭代过程，即叶片结构逐步满足结构动力学、强度（静强度、疲劳强度）、安全和经济性要求。

叶片材料主要有复合材料、金属材料和木材等。除了早期小型风力发电机组（百瓦级）风轮叶片、风力提水机风轮叶片和某些垂直轴风力发电机组叶片曾经采用金属或木材作为主要材料外，近年来所有风轮叶片材料均采用各种复合材料。由于复合材料具有可设计性强、易成型、耐腐蚀、维护少和可修复等优点，因此其已经成为风轮叶片的主流材料。金属材料目前主要用于叶片的连接件，木材主要用作结构芯材。目前制造叶片的复合材料主要有玻璃纤维增强材料、碳素纤维增强材料、基体材料、夹芯材料、结构胶和涂料等。随着风力发电机组功率的不断增大，叶片变得越来越长，碳纤维材料已经在大型风电机组叶片制造中得到应用。

（2）轮毂　轮毂是联接叶片、组成风轮的关键部件，通常固定到主轴或发电机输入轴上，承受叶片传递的各种载荷并通过主轴或发电机座传递到机组的其他机械部件中去。对于变桨距机组，轮毂内部通常还用于容纳和固定变桨系统的驱动装置和执行机构等。

轮毂一般分为固定式和铰链式两种。单叶片和双叶片风轮的轮毂常采用铰链式，也称为柔性轮毂或跷跷板式轮毂。叶片与轮毂柔性连接，使叶片在挥舞、摆动和扭转方向上都具有自由度，降低叶片载荷的影响。由于铰链式轮毂具有活动部件，相对于固定轮毂来说，所能承受的载荷较小，可靠性较低，维修费用高，主要用于小型水平轴风轮上。大型水平轴风轮多采用固定式轮毂，叶片与轮毂刚性连接，结构简单，承载三向交变载荷。三叶片风轮轮毂的形状一般为球壳型或三通型。三通型轮毂一般体积小，内部空间小，适用于定桨距风轮。球壳型轮毂内部空间大，可以安装变桨系统的驱动装置和执行机构等。

轮毂有铸造结构和焊接结构两种，所用材料主要为铸钢或高强度球墨铸铁，由于球墨铸铁的优良性能，大部分轮毂采用高强度球墨铸铁铸造。

## 2. 传动系统

传动系统是指从轮毂到发电机之间的主传动链，包括主轴、主轴承、齿轮箱、机械制动装置、联轴器、转矩限制装置等。

（1）主轴及其轴承座　在风力发电机组中，主轴是风轮的转轴，支撑风轮并将风轮的转矩传递给齿轮箱，将推力、弯矩传递给机舱底座。

作用于主轴的载荷除了与风轮传来的外载荷有关外，还与风轮（主轴）的支撑形式及主轴支撑的相对位置有关。由于风力发电机组主轴受力复杂，通常选用优质合金钢材料，如 42CrMnTi 和 40CrNi2MoA 等。

（2）齿轮箱　齿轮箱是风力发电机组主传动链中的关键部件，齿轮箱位于风轮和发电机之间传递动力和提高转速，是一种在交变载荷和瞬间强冲击载荷作用下工作的重载齿轮传动装置。

齿轮箱在保证满足可靠性和预期寿命的前提下，应使结构简化并且质量最轻，同时要考虑便于维护的要求。根据机组提供的参数，采用 CAD 优化设计，排定最佳传动方案，选择稳定可靠的构件和具有良好力学特性以及在环境极端温差下仍然保持稳定的材料，配备完整充分的润滑、冷却系统和监控装置等，是设计齿轮箱的必要前提条件。

大型风力发电机组齿轮箱一般采用行星齿轮箱传动或行星与平行轴齿轮箱组合传动，其结构如图 3-17 ～图 3-19 所示。

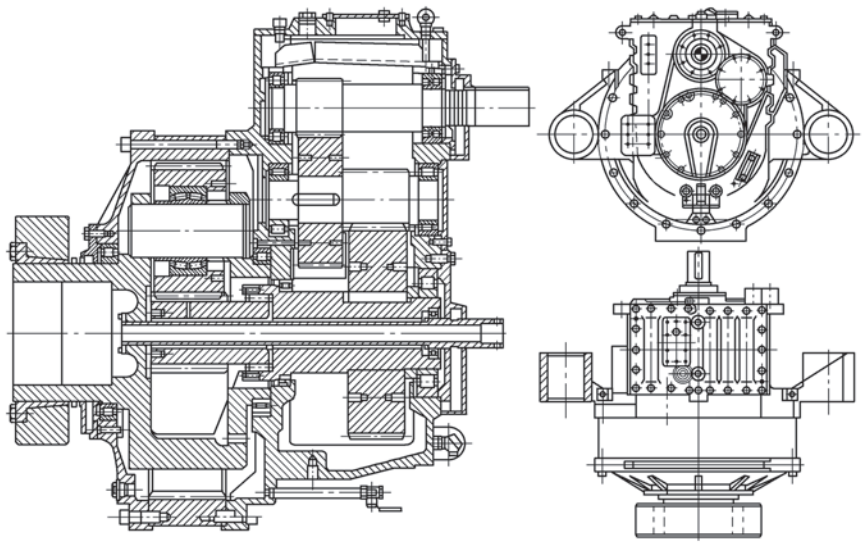


图 3-17　一级行星和两级平行轴齿轮传动齿轮箱

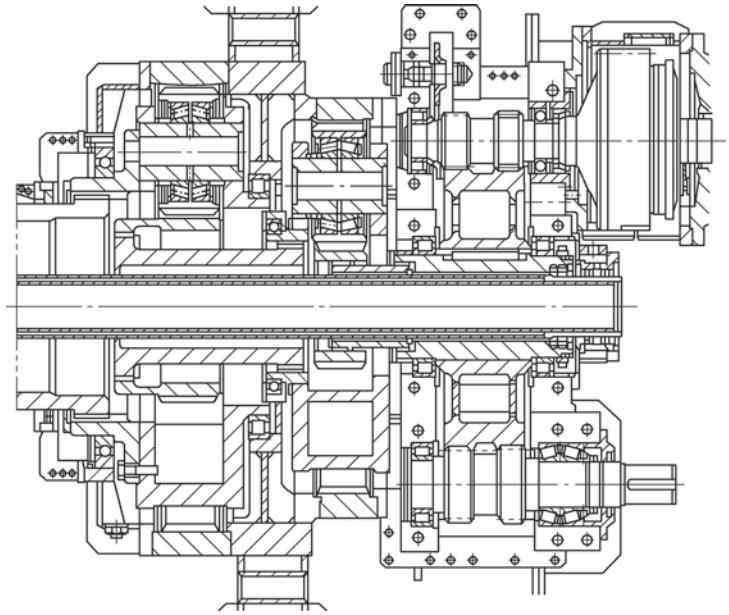


图 3-18　两级行星和一级圆柱齿轮分流传动齿轮箱

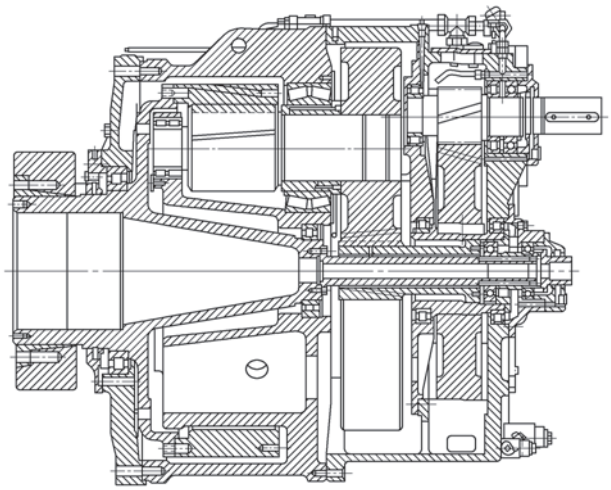


图 3-19　行星轴固定的三级圆柱齿轮传动齿轮箱

齿轮箱主要包括齿轮、轴、滚动轴承和箱体等零部件，常见的故障主要有齿轮损伤、轴承损坏、断轴、渗漏油和油温高等。

（3）联轴器　联轴器有刚性联轴器和柔性联轴器两种。刚性联轴器用在对中性好的二轴联接，在风力发电机组中通常在主轴与齿轮箱低速轴联接处选用，如胀套式联轴器、柱销式联轴器等。柔性联轴器允许二轴有一定的相对位移，

在发电机与齿轮箱高速轴联接处选用，如膜片联轴器或（双）十字节联轴器。胀套式联轴器与膜片式联轴器的结构如图 3-20 和图 3-21 所示。

联轴器根据传递载荷的大小选用，承载能力应是最大载荷的 2 倍，疲劳寿命必须大于机组的寿命。

发电机与齿轮箱高速轴之间的联轴器通常也起到扭矩限制器的作用，以保护传动系统免受电磁转矩冲击的损害。

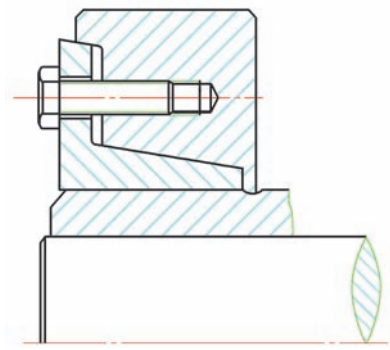


图 3-20　胀套式联轴器结构示意图

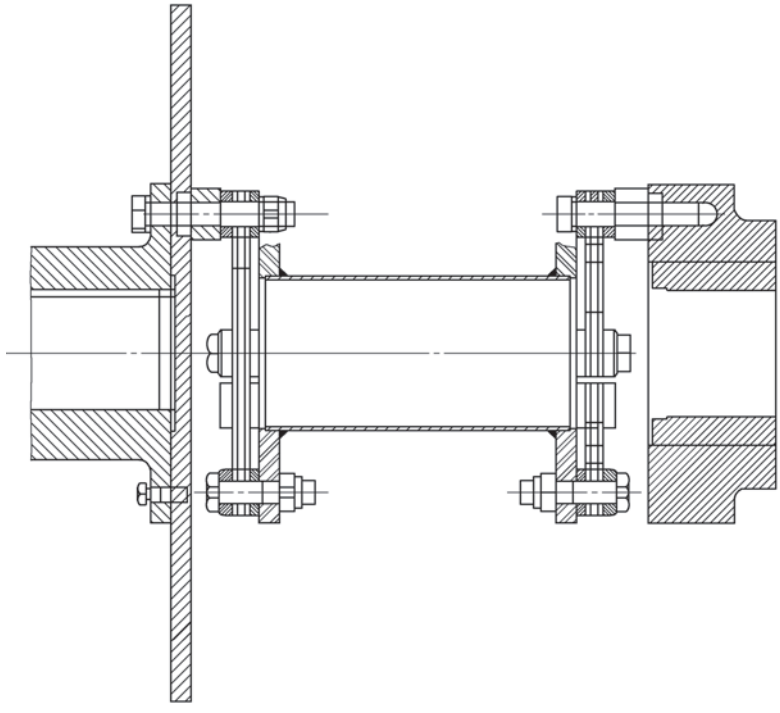


图 3-21　膜片式联轴器结构示意图

（4）机械制动装置　风力发电机组主传动链上的制动装置既是安全系统，又是控制系统的执行机构。制动方式包括空气动力制动、机械制动和发电机制动。根据 IEC 61400-1 规定，机组必须有一套或几套制动装置能在任何运行条件下使风轮静止或空转。丹麦 DS472 规定机组必须至少有两套独立的制动装置，在任何运行条件下每套都可使风轮静止或进入空转状态，其中至少有一套是空气动力制动装置。

机械制动装置是一种借助摩擦力使运动部件减速或直至静止的装置。按驱动方式分为气动、液压、电磁和手动等形式。按工作状态分类，制动器可分为常闭式和常开式。常闭式制动装置靠弹簧或重力的作用经常处于制动状态，而机构运行时，通过电、液、气动力或人力松闸器使制动装置松闸。与此相反，常开式制动器经常处于释放状态，只有施加外力时才能使其制动。

在风力发电机组中，为了减小制动力矩，缩小制动装置尺寸，通常机械制动装置装在高速轴上。在结构许可的情况下，也可将机械制动装在低速轴上，使齿轮箱不受制动力矩的影响。

### 3. 电气系统

风力发电机组的电气系统主要包括发电机、变流器、发电机转变流器组合。

（1）发电机　风力发电机组中使用的发电机主要有异步发电机和同步发电机两大类。异步发电机有笼型异步发电机和双馈型异步发电机。

1）异步发电机。笼型异步发电机的定子结构与一般异步发电机相同，转子为笼型，通常采用自扇冷的冷却方式。发电机具有结构简单、尺寸较小、重量较轻、维护简单等特点；并网不需要同步装置，无失步现象，运行时只需适当限制负荷，并网时需要采取限流措施，控制方式简单。

双馈型异步发电机主要应用于变桨变速型风力发电系统。双馈型异步发电机分为有刷和无刷两种形式。

2）同步发电机。同步发电机有电励磁同步发电机、永磁同步发电机和复合励磁同步发电机。

电励磁同步发电机主要应用于变桨变速型风力发电系统。电励磁同步发电机的特点是转子由直流励磁线圈构成，一般采用凸极或隐极结构，发电机的定子与异步发电机的定子三相线圈相似。

永磁同步发电机主要应用于变桨变速型风力发电系统。永磁同步发电机的定子结构与电励磁同步发电机的定子结构相同，转子磁路结构可根据需要选择不同的结构型式，通常按照永磁体磁化方向和转子旋转方向的相互关系，分为切向式、

径向式、混合式和轴向式四种。永磁同步发电机主要应用于直驱型风力发电机组，与风轮直接相连，省去了齿轮箱，但发电机具有较大的尺寸和重量。

复合励磁同步发电机定子部分采用双线圈结构，转子部分采用稀土永磁和辅助电励磁相结合的复合励磁结构。其磁场由永磁体和电励磁线圈共同产生，两者提供的工作磁通在气隙中并联合成。复合励磁同步发电机兼顾了稀土永磁发电机和电励磁发电机的优点。

目前在少数风力发电机组中已采用高压发电机。其结构与常规发电机一样，主要在发电机定子线圈的绕制上采用整条高压电缆，解决了高压绝缘问题。使用高压发电机可以降低发电机的铜耗，在电压足够高的情况下不需要变压器就可以与电网直接相连。

（2）变流器　风力发电机组中使用的变流器主要有双脉宽调制（PWM）交—直—交变流器和全功率交—直—交变流器。

双 PWM 交—直—交变流器分为电压型和电流型两种类型，由于控制方法与硬件设计原理等因素，电压型交—直—交变流器应用比较广泛，实现了风力发电机组最大功率跟踪和发电机有功、无功功率的解耦控制，是目前变桨变速型风力发电机组主要采用的型式。

全功率变流器主要应用于直驱型（包括半直驱型）变桨变速型风力发电机组，目前普遍采用交—直—直—交电路拓扑结构。发电机通常采用多级低速永磁发电机，通过交—直—直—交全功率变流器使风力发电机组可以在不同的速度下运行，使之达到最佳运行状态，并且使发电机内部的转矩得以控制，从而减轻传动系统应力。

随着对风电机组电网适应性要求的不断提高，全功率变频器也广泛应用于有齿轮箱型、同步或异步发电机变桨变速风力发电机组。

（3）发电机—变流器组合　风力发电机组中发电机和变流器可以有不同的组合方式。如双馈发电机与双 PWM 交—直—交变流器组合、电励磁同步发电机与交流励磁变流器组合、永磁同步发电机与全功率交—直—交变流器组合、异步发电机与矢量变桨变速型变流器组合等。

### 4. 偏航系统

偏航系统主要用于风轮对风，以便最大限度地吸收风能。偏航系统有被动偏航系统和主动偏航系统两种。被动偏航系统是当风轮偏离风向时，利用风压产生绕塔架的转矩使风轮对准风向，如果是上风向，则必须有尾舵；如果是下风向，则利用风轮偏离后的推力产生的恢复力矩对风。大型风力发电机组很少采用被动

偏航系统，它不能实现电缆自动解扭，易发生电缆过扭故障。

主动偏航系统主要由偏航轴承、偏航驱动装置、偏航制动装置（阻尼器）、偏航传感器和电缆限扭开关等组成，图 3-22 所示为主动偏航系统示意图，图 3-23 为偏航系统实物图。

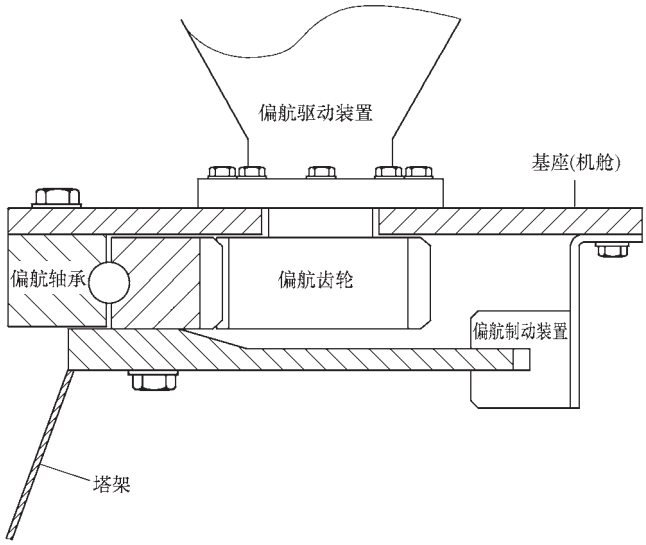



图 3-22　主动偏航系统示意图

图 3-23　偏航系统实物图

（1）偏航轴承　偏航轴承有滑动轴承和滚动轴承两种。目前，大型风力发电机组中主要采用滚动轴承。滚动轴承由内、外环和滚动体组成。动环可以是内

环或外环，它与机舱连接，静环与塔架连接。采用滚动轴承时，不采用独立的驱动环，而是集成在轴承上。风力发电机组的偏航系统有外驱动和内驱动之分，外驱动的驱动环是外齿，内驱动的驱动环是内齿。因此内、外驱动用轴承不同，外驱动轴承以外环作驱动环，轮齿在外环上，安装时内环与机舱，外环与塔架分别用螺栓联接，驱动小齿轮位于塔架之外，而内驱动所用轴承则相反。

偏航系统采用滚动轴承时必须有制动和阻尼装置，使成本增加，其优点是可靠性高，偏航驱动功率较小。

（2）偏航驱动装置　偏航驱动装置用于提供偏航的动力。通常由一套或多套驱动电动机（或液压驱动单元）、偏航减速器、小齿轮（驱动齿轮）、轮齿间隙调整机构等组成。

驱动电动机（或液压驱动单元）一般安装在主机架上，并通过偏航减速器驱动输出轴上的小齿轮，小齿轮与固定在塔筒上的大齿圈啮合驱动机舱实现偏航。偏航驱动电动机的驱动力矩必须大于最大阻力矩，阻力矩包括偏航轴承的摩擦力矩、阻尼机构的阻尼力矩、风轮气动力偏心和质量偏心形成的偏航阻力矩及风轮的哥氏力矩等。为了避免产生过大的陀螺力矩，降低各部件载荷，偏航系统转速通常较低，因此，偏航减速器一般选用减速比较大的多级行星减速器或蜗轮蜗杆与行星串联减速器。

（3）偏航制动装置和阻尼器　对于使用滚动轴承的偏航系统，为避免振荡的风向变化，引起偏航轮齿产生交变载荷，应采用偏航制动装置（或称偏航阻尼器）来吸收微小自由偏转振荡，防止偏航齿轮的交变应力引起轮齿过早损伤。偏航系统在风力发电机组偏航时必须具有合适的阻尼力矩，以保证偏航起止动作平稳，风轮准确定位。阻尼力矩的大小要根据机舱和风轮绕塔架轴线的惯性矩来确定。对于由风向冲击叶片或风轮产生偏航力矩的装置，应经试验证实其有效性。对于使用滑动轴承的偏航系统，由于其摩擦阻尼力矩比偏航干扰力矩大得多，一般不需要另外配置制动装置和阻尼器，但要增加定位装置。

偏航制动装置由制动盘和偏航制动器组成。制动盘通常为环形圆盘，具有足够的强度和韧性，固定在塔架上。偏航制动器一般采用液压力驱动的钳盘式制动器，主要由制动钳体和摩擦片组成，制动钳体固定在机舱底座上，摩擦片由专用的摩擦材料制成，一般由铜基或铁基粉末冶金材料制成。制动器上应有自动补偿机构，以便在摩擦片磨损时进行自动补偿，保证制动力矩和偏航阻尼

力矩的稳定。

（4）偏航传感器　偏航传感器用于感知和记录偏航位移。位移一般以当地北向为基准，有方向性。传感器的位移记录是控制器发出解缆指令的依据。

偏航传感器有两种类型：一种是机械式偏航传感器，传感器有一套齿轮减速系统，当位移到达设定位置时，传感器即接通触点（或行程开关）启动解缆程序解缆；另一种是电子传感装置，控制器检测两个在偏航齿环（或与其啮合的齿轮）近旁的接近开关发出的脉冲，识别并累积机舱在每个方向上转过的净齿数（位置），当达到设定值时，控制器即启动解缆程序解缆。

（5）电缆限扭开关与自动解缆系统　由于发电机电缆及所有电气、通信电缆均从机舱直接引入塔筒，直到地面控制柜，而机组的偏航运动方向是根据风向随机确定的，如果机舱经常向一个方向偏航，会引起电缆严重扭转，因此偏航系统还应具备自动解缆的功能。偏航齿轮上安有一个独立的计数传感器，以记录相对初始方位所转过的齿数。当风力机向一个方向持续偏航达到设定值时，表示电缆已被扭转到危险的程度，控制器将发出停机指令并显示故障。风力发电机组停机并执行顺时针或逆时针解缆操作。解缆结束后，故障信号消除，控制器自动复位。为了提高可靠性，除了通过软件监测和控制电缆解扭，还会在电缆引入塔筒处（即塔筒顶部）安装行程开关，行程开关触点与电缆相连，当电缆扭转到一定程度时可直接拉动行程开关，引起安全停机。

（6）偏航转速　风轮在旋转时偏航会产生陀螺力矩，陀螺力矩将增加风力发电机组的附加载荷，尤其是叶片。陀螺力矩过大将对叶片和风力发电机组的寿命和安全造成不利的影响。陀螺力矩大小与作用在部件上的哥氏力及偏航速度成正比，因此设计的偏航速度都非常小。偏航转速可根据风力发电机组功率的大小，通过偏航系统力学分析来确定，表 3-4 给出了偏航转速的推荐值。

表 3-4　偏航转速推荐值

| 风力发电机组功率 /kW | 100 ～ 200 | 250 ～ 350 | 500 ～ 700 | 800 ～ 1 000 | 1 200 ～ 1 500 |
|---|---|---|---|---|---|
| 偏航转速/（r/min） | ≤ 0.3 | ≤ 0.18 | ≤ 0.1 | ≤ 0.092 | ≤ 0.085 |

### 5. 控制系统

控制系统是风力发电机组的综合控制管理系统，是大型风力发电机组正常运行的核心。它通过实时采集和处理风力发电机组各类运行信息、环境信息，

自动调整风力发电机组的运行状态，使风力发电机组按照设计要求安全高效运行；在特殊情况下能够使风力发电机组自动停机，起到对风力发电机组及电网的安全保护作用。也可在人为操作指令下，命令风力发电机组起动、调整运行状态或停机。

随着风力发电机组技术的发展，控制系统越来越复杂。如当前变桨变速型风力发电机组相对于定桨距失速型风力发电机组，其控制系统要复杂得多。

控制系统由硬件和软件组成。软件为典型的工业控制软件；硬件主要包括传感器、控制器、执行机构和人机界面等，通过信号传输设备组成控制网络。

传感器主要包括：风速仪、风向仪、转速传感器、电量采集传感器、桨距角位置传感器、各种限位开关、振动传感器、温度传感器、油位传感器、液压系统压力传感器及操作开关等。

控制器通常由计算机或微控制器和高可靠性的硬件安全链组成，以实现风力发电机组运行过程中的各种控制功能。

执行机构一般包括变桨系统、偏航系统、制动系统、变流器（发电机转矩控制）等。

人机界面是计算机与操作人员的交互窗口。其包括塔基操作面板和远程监控操作面板。两个面板都可以对机组进行功能性操作，但是塔基操作面板具有优先级。人机界面的功能是显示风力发电机组状态、故障监测、数据记录以及人为控制风力发电机组运行状态。

控制系统的主要功能是将风向、风速、风轮转速，发电机的电压、频率、电流，电网的电压、电流、频率，发电机和齿轮箱等部位的温度，机舱和塔架等的振动，电缆过缠绕等传感器的信号经过模/数转换输送给计算机处理器，再由计算机处理器根据设计程序发出各种控制指令，通过执行机构的动作，起到调整风力发电机组运行状态的作用。通常，风力发电机组控制系统主要实现监督控制、运行控制以及安全保护等三大功能。

### 6. 塔架

塔架是风力发电机组机舱以下到地面基础之间的支撑结构，是风力发电机组的主要承载部件，承受机组的重量和各种动载荷，并将这些载荷传递到基础。海上风力发电机组塔架是指机舱到海面基础平台之间的部分。

塔架按使用的材料可分为钢制塔架和钢筋混凝土塔架。钢制塔架按结构还可

分为拉索型、桁架型和锥筒型三种。塔架的类型如图 3-24 所示。

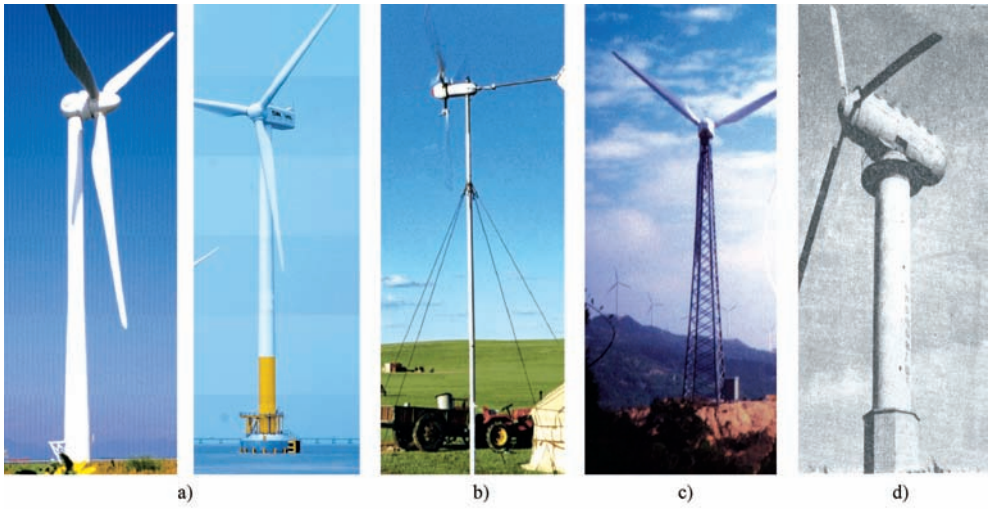



图 3-24　塔架的类型

a）陆地及海上钢制锥筒型　b）钢制拉索型　c）钢制桁架型　d）钢筋混凝土型

钢制锥筒型塔架是目前大型风力发电机组最主流的塔架形式。这类塔架一般由三段塔筒安装组成，配有塔门、塔梯、塔内平台、电缆卷筒支架、门外梯、照明设备、安全与消防设备等。为便于维护人员上下塔架，塔梯上可安装助爬器，或以塔筒电梯取代塔梯。随着风电机组的大型化，塔架高度和质量也在增加，以功率为 1 500kW 的风电机组为例，塔架高度一般为 65 ～ 80m，总体质量一般为 100 ～ 180t。

### 7. 机舱

机舱是风力发电机组的主体部分，不同驱动形式的风力发电机组机舱结构有较大差别。整个机舱通常包括机舱罩、机舱底座（主机架）、主轴、主轴承及轴承座、齿轮箱、高速轴制动、联轴器、发电机、冷却/加热设备、通风设备、起重设备、电控柜、各种传感器、滑环装置（用于电变桨方式）或变桨液压缸（用于液压变桨方式）、偏航系统、液压（站）系统和润滑系统等机械和电气部件，另外，还有气象站、防雷装置、行走平台及电缆等。有的机组机舱后部还安装有箱式变压器等变电设备。直驱式风力发电机组没有齿轮箱。海上风力发电机组机舱还必须设有防盐雾装置和密封系统。

机舱底座是风力发电机组主要的机械结构部件承载平台，承载着机舱内部各部件和机舱罩，以形成一个整体。机舱底座还是风力发电机组主要的传载结构，将风轮、机舱罩和机舱内部部件的载荷通过塔架传递到地面基础，因此机舱底座

的结构可靠性对整个风力发电机组具有重要意义。另外，机舱底座与机舱罩一起构成机舱外形，为机舱内部部件提供更好的工作环境条件，使风力发电机组具有良好的外观形象。

机舱罩主要对主传动链和机舱内其他设备起防护作用，也是维修人员高空作业的安全屏障。机舱罩要求有合理的内部空间，有足够的强度和刚度。机舱罩一般由蒙皮（壳）和骨架组成，有较好的空气动力外形。为了方便更换机舱内的部件，机舱罩顶部要能方便打开。机舱罩一般可分为下舱罩和上舱罩两部分，大型机组会根据机组结构和方便运输的需要而分为若干部分。机舱罩一般由耐腐蚀、抗疲劳、保温、防噪、结构效率高、易成型的玻璃纤维复合材料制成，厚度为 8 ～ 10mm。机舱罩各部分可通过向机舱内部凸起的数十个螺钉孔的凸缘，用不锈钢螺栓联接成整体。机舱罩蒙皮内均带有中空式加强筋，加强筋之间距离约为 1m。机舱罩蒙皮外层有胶衣，起到密封、耐寒和抗紫外线的作用。

### 3.2.5　海上风力发电机组技术

海上风力发电机组与陆地风力发电机组并没有本质的差别，是在现有陆地风力发电机组的基础上针对海上风资源和环境条件进行海洋适应性设计而发展起来的，有些机型在原有陆地标准机型的基础上进行了相应改进，以更好地适应近海环境条件或增加发电量。

#### 1. 海上风力发电机组的特点

与陆地风力发电机组相比较，海上风力发电机组的主要特点是：

1）叶尖速度高。目前陆地风力发电机组叶尖速度一般低于 70m/s，而近海风力发电机组的叶尖速度则增加了 10% ～ 35%。由于近海场址可不考虑风力发电机组噪声的影响，提高风力发电机组叶尖速度又有利于改善整机性能，因为在给定额定功率的条件下，叶尖速度越高，则主轴传递的转矩就越小，这样也就降低了机舱质量，从而降低了整机成本。但是，叶尖速度的提高要考虑最优尖速比的要求。

2）风轮直径大。由于海上风的湍流强度小，没有复杂地形对气流的影响，作用在风力发电机组的疲劳载荷低，因此在同等额定功率下，近海风力发电机组可采用更大的风轮直径，从而降低额定风速，提高发电量。

3）风力发电机组轮毂高度低。因为海水表面粗糙长度比陆地小得多，海平面摩擦力小，风速随高度的变化率小，因此降低轮毂高度对风力发电机组发电量影响小，同时可以减少支撑结构的成本。

4）提高防腐保护的标准，减少风力发电机组的维护次数和工作量。如在丹麦 Nysted 风电场，Bonus 82-2.3MW 风力发电机组的内部采取了密封措施，齿轮箱和发电机的空冷系统中的空气通过再循环来实现热交换，避免外界空气的进入，同时在机舱和塔筒内安装了除湿装置。在外部防腐保护方面，增加塔筒壁厚，采用电极防护和镀层等。

5）由于近海风力发电机组齿轮箱的复杂程度高，导致齿轮箱损坏的可能性增加，且维修更换一台损坏的齿轮箱所需的费用高，耗时长。而海上直驱型风电机组由于单机容量的增大，发电机的体积和重量越来越大，发电机发生故障时在海上更换发电机的成本也很高。因此，半直驱型风力发电机组具有较强的吸引力。

6）电气系统和控制系统最容易发生故障，这种故障通常是由部件质量、接触不良、腐蚀、雷击等引起的。采用印制电路板、减少电子元器件数量和采取冗余设计方案能够提高近海风力发电机组电气、控制系统的可靠性。

7）为了减少近海风力发电机组意外停机次数，风力发电机组采用越来越多的传感器和监控设备，通过数据监控和采集系统，监控和报警信号在风力发电机组和近海监控站之间传输。借鉴其他行业的经验，应用网络图像监控和振动监测等技术可以及早发现故障，提高可用率。风力发电机组控制器、电子装置、监控和通信系统由风力发电机组本身或电网供电，如果出现风力发电机组停机或电网故障的情况，这些系统因为没有电源而无法工作。在有些近海风电场，变电站平台上安装了备用柴油发电机，以便在电网故障时提供电源。采用高压发电机和高压输电，由直流取代交流，也可以减少损耗。

### 2. 海上风力发电机组技术的发展回顾

欧洲是全球率先发展海上风电的地区，海上风电从无到有，经历了曲折的发展历程，在陆地风电技术的基础上得到了较快的发展，其发展阶段可分为四步：

（1）500 ～ 600kW 级样机研制　20 世纪 60 年代初，一些欧洲国家就提出了发展海上风电的想法，1991—1997 年，丹麦、荷兰和瑞典才完成了海上风电样机的试制。通过对样机的试验，首次获得了海上风力发电机组的工作经验。但从经济角度看，500 ～ 600kW 级的风力发电机组和相对应的海上风电项目规模都相对较小，因此，丹麦、荷兰等欧洲国家开始了新的研究和发展计划。

（2）第一代兆瓦级海上商业风力发电机组的开发　2002 年，丹麦、英国、瑞士等国家有 5 个海上风电项目开始向公共电网输送电力，这些风力发电机组的

功率为1.5～2MW，风轮直径达到80m以上，此为第一代商业用海上风力发电机组，是为适应海上环境条件使用的要求在陆地风力发电机组基础上多次改进而成的。

（3）第二代兆瓦级海上风力发电机组的应用　兆瓦级风力发电机组的应用体现了风力发电设备向大型化发展的方向。德国研制了新一代海上风力发电机组，功率为3～5MW，风轮直径达到90～115m，目前处于研制和试验阶段。美国GE公司研制开发了3.6MW的海上风力发电机组，风轮直径为100m。

（4）第三代兆瓦级海上风力发电机组的开发利用　这一代商业用海上风力发电机组的功率大于5MW，风轮直径在120m以上，这种风力发电设备只适用于海上。这一代风力发电机组的参数更加优化，设计更加合理。不仅加入了防台风、耐腐蚀、防撞击、抗振设计，而且采用更先进的控制策略，使用质量阻尼器设计，这些先进的设计促使这一代的风力发电装备更加适应海上气候环境，能够充分利用海上风资源，创造出更为可观的经济效益。这一代海上风力发电机组具有高科技、高可靠性、经济性强、单机容量大等特点。近两年，在5MW及以上海上风电机组产品研发上，欧洲走在了全球的前沿，Enercon、Repower、Areva Multibrid和BARD等企业已经有6MW级别海上风电机组安装。

海上风力发电与陆地风力发电存在很大的不同，主要体现在技术和成本上。就全球范围看，基本上还未形成一套独立的海上风力发电机组设计方法和标准，海上一些特殊问题也没有得到很好的解决。欧洲是世界发展海上风电的先驱，其海上风电技术也曾经受到过巨大的考验。海上风电技术的不成熟导致其市场在全球范围内没有大规模的发展，多数国家在发展海上风电时多采取小心谨慎的态度。

我国海上风电的发展起步较晚，自2006年开始东海大桥海上风电项目的前期测风工作，2008年开始施工建设，2010年34台3MW风电机组正式并网发电。随着国内兆瓦级风电机组技术逐步掌握和消化吸收，国内大多数制造企业将研发工作重点投向多兆瓦级陆上和海上风电机组。2011年以来，国内制造企业在2.5MW、3MW、5MW及以上大型海上专用风电机组研发上取得显著进展，华锐风电的5MW和6MW样机均已安装进入调试，联合动力6MW、重庆海装5MW、东汽5.5MW机组也分别下线。

针对即将启动的近海风电市场，国内制造企业亦研发出潮间带和近海用海上风电机组。目前已经有十余家企业在江苏、山东地区安装了潮间带风电机组，进行样机试验。与此同时，龙源等风电场开发商已在江苏沿海地区开展了潮间带示范项目工作，分别安装了国内和国际品牌的风电机组进行试验。

### 3. 海上风力发电机组基础结构的设计

与陆上风电开发要求不同的是，海上风电开发对风电机组的基础结构设计要求非常严格，必须考虑风力发电机组的载荷类型，如自重、结构的浮力、风力状态、海浪、水流和温度的影响等，以及一些特殊的因素，如船只的撞击、抛锚引起的危险，海床的运动、冲刷和腐蚀。还应考虑由于海洋对塔体的腐蚀将改变塔体的自重和受载状况。基础可以设计成单支撑结构、三支撑结构、重力基础、沉箱式基础、桩基以及漂浮式等。

基础设计选型应考虑到以下几个方面：第一，是成本费用；第二，要便于维护保养，由于塔基承受循环载荷的作用，同时要承受很大的弯矩载荷及海底流沙的冲刷，对塔基的维护保养便显得非常重要，以延长其使用寿命；第三，要便于拆迁，近海风电机组有其使用期限，在设计时应考虑能容易拆迁，但完全整体迁移是不可能的。

在塔基的设计中，海洋钻井平台的建设已经为我们提供了一套宝贵的经验和技术。如今世界上有许多不同类型的塔体建筑的设计，其中包括圆锥塔，重力结构等，在近海风电机组塔基的设计中可以参照这些经验。但在设计中一定要注意它们的不同点。

风力发电机组支撑结构通常包括塔筒、基础以及两者之间的连接结构。由于受到水动力和空气动力的双重载荷的作用，海上风力发电机组在支撑结构的优化设计时，应综合考虑风和波浪载荷、支撑结构和风力发电机组的动力特性以及风力发电机组控制系统的响应等因素。

海上风力发电机组的基础类型主要有四种：桩式基础、重力式基础、沉箱式基础和漂浮式基础。沉箱式基础尚无工程实践经验，漂浮式基础目前仍处于概念设计和示范应用阶段，用于深海风电场。目前，海上风电机组基础主要应用桩式基础和重力式基础。

（1）桩式基础　桩式基础有单桩式基础和多桩式基础两种。单桩式基础如图 3-25 所示。

单桩式基础是最常用的近海风力发电机组基础类型，采用一根带过渡段结构的大直径圆形钢管，其直径取决于风力发电机组的容量和土壤条件，通常为 4.5 ～ 6m，长度与土壤强度有关，一般为 25 ～ 45m，质量一般为 200 ～ 450t。根据安装方式不同，桩体和塔筒之间的连接可以是焊接法兰连接，也可以是套管法兰连接，由过渡段结构来实现。单桩式基础的安装既可采用岩石钻孔，也可采

用液压锤将桩体锤击入海床的方法。在大多数近期施工的项目中，单桩式基础的安装时间通常需要一天，包括过渡段安装和灌浆。



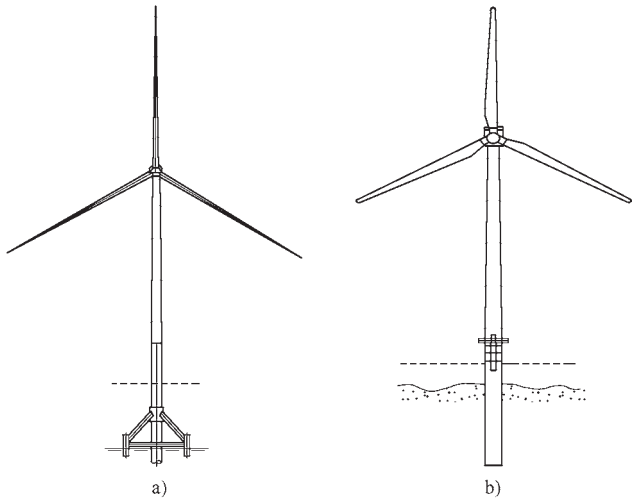



图 3-25　单桩式基础

a）标准的单桩式基础　b）带支撑的单桩式基础

多桩式基础为圆形钢管组成的三脚架或方形结构，适用于水深为 25 ～ 50m 的情况。这种基础也可以建造成为带重力底座，其中桩体打在底座下，这使得重力底座和桩体共同分担载荷，适用于水深不大于 25m 的情况。这种基础的优点是：抗海浪和水流载荷的性能好，并且制造成本低等。其缺点是：建设和安装费用高，拆除困难，不能抵抗冰流的冲击（如果使用细长的下部结构件）等。多桩式基础类型如图 3-26 所示。

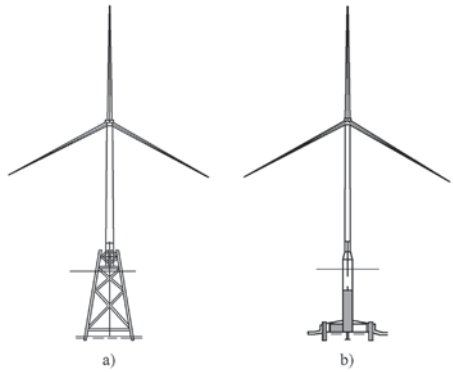



图 3-26　多桩式基础

a）多桩式三脚架基础　b）多桩式重力基础

（2）重力式基础　通常重力式基础由底部结构和底座组成，底部结构是一根细长的钢管或者由混凝土制成的，底座为多边形或圆形的钢筋混凝土建造的扁平体或圆锥体，底部结构安装在底座上。如果底座为圆锥体，其内部由沙砾、石块或者铁矿石组成的镇重材料填充。重力式基础最适合地基条件良好、海床土壤较硬的场址，或者建造在海底岩石上，适用水深不超过 25m。重力式基础通常不会对特征频率的设计产生任何影响，但可能会在整体重量和尺寸方面存在问题，对最大极限状态的设计造成影响。重力式基础的优点：运输简便，在制造厂先进行部分安装，然后在近海场址的预定位置完成全部工作。对于重型的起重船或其他特殊安装船无法到达的地点，也可以采用重力式基础。另外，重力式基础可以方便地分解和拆除。图 3-27 所示为重力式基础。

图 3-27　重力式基础

（3）近海风力发电机组基础设计　近海石油、天然气钻井平台中应用的许多技术可用于近海风电场基础的设计。传统的固定式近海建筑物的水深通常为 20 ～ 120m，而风力发电机组通常水深仅为 10 ～ 25m。在近海风力发电机组和近海平台的设计中，有三个重要的载荷状态，即垂直、水平和弯曲载荷都是不同的。传统的近海平台的垂直载荷从 5 000 ～ 300 000t 不等，而风力发电机组的载荷范围为 100 ～ 300t。传统近海平台的水平载荷通常为垂直载荷的 10% ～ 20%，这与近海风力发电机组有很大的不同（通常为垂直载荷的 70% ～ 150%）。作用在平台上的力矩载荷是水深与水平载荷的乘积，而对于风力发电机组来说是水深加上 50m（或更多）与水平载荷的乘积，这是由于近海风力发电机组轮毂高度大大高于平均海平面的缘故。通常，传统的近海平台的桩基数量为 1 ～ 4 个，但对于近海风电场，近海风力发电机组的台数可能

超过 200 台，通常至少为 25 台。在近海风力发电机组基础设计时，应该确保运行维护人员可以方便、安全地到达风力发电机组。近海风力发电机组基础的载荷状态与其他近海建筑物不同，它应承受各种环境载荷组合的极限载荷状态。在设计近海风力发电机组基础时，应重点考虑其对风电场经济可行性的影响。

### 3.2.6 风力发电机组技术发展趋势

随着风电产业的不断发展，风力发电机技术和系统也在不断地升级、换代，主要表现为：不断扩增单机容量；改善风力发电机组性能，提高风能利用率，降低风电成本；提高机组的安全性和系统的可靠性；提高机组的并网适应性等。离岸市场的出现为发展适于海上环境的风电技术，包括风力发电机组和风电场建设技术，注入了强劲动力。风力发电机组技术的主要发展趋势为：

1）单机容量和风轮尺寸不断扩大。从 1980 年的额定功率 50kW 风轮直径 15m 到 2003 年额定功率达 5MW 风轮直径至 120m；机组的增大使发电机组单位容量及单位发电量的成本不断降低，但机舱的质（重）量随之上升，给运输和吊装带来了困难。

2）主驱动链向直驱、半直驱发展。从风轮到发电机的主驱动链，过去基本上是通过齿轮箱（多级变速）；当前兆瓦级无齿轮箱的永磁直驱风力发电机组，因结构简单，可靠性高，传动链损失和停机时间少，以及维护费用低等优点，在市场上占有越来越大的份额，但直驱发电机的体积、质量、成本都大很多，造成运输、安装困难。为了克服直驱永磁发电机的缺点，最近几年出现了半直驱混合型永磁发电机的机组。半直驱永磁发电机采用一级行星齿轮传动于多极发电机中，以提高发电机转速，可在满足同样发电的情况下大大减少发电机的极对数，发电机的体积、质量相应降低。

3）风轮功率调节向变速变桨距变化。兆瓦级以下的机组失速调节的占多数；兆瓦级以上的机组多采用变速变桨距调节。在额定风速以下通过发电机控制器控制发电机的转速，使风力机的叶尖速比接近最佳值，从而最大限度地吸收风能，提高风力机的效率；在额定风速以上遇阵风冲击时可调节发电机转速，使发电机的输出功率保持额定值，避免对电网的冲击。

4）风轮叶片的开发。风轮直径越来越大，叶片的体积和质量随之增加。转动的叶片，若其载荷主要部分是自身质量及其形成的弯矩时，其载荷和要求的承载能力及其质量都按风轮直径的四次方增加。因此，必须寻找性能更

好的材料，才能降低叶片的质量。过去叶片用的复合材料体系基体主要是聚酯树脂，加强材料是玻璃纤维，现在兆瓦级以上的叶片基体都换成了环氧树脂，加强材料部分已使用了碳纤维，以减轻叶片质量，使其低于风轮直径的三次方。

5）离岸风电技术的开发。一些欧洲国家，如丹麦、德国和英国等，由于陆地面积的限制，风力发电正在从陆地走向海洋。因此，与海上风场有关的风力发电机组和风电场建设技术都是开发的目标，如轻型机舱布置方案，单轴承风轮，大尖速比风轮叶片，离岸风电机组基础的设计、施工，风电机组的安装及维修技术等。

## 3.3 风电场开发

### 3.3.1 风电场开发前期工作

风电场项目前期工作分为四个阶段：风能资源评估、风电场项目规划、风电场项目预可行性研究和风电场项目可行性研究。风电场项目前期工作流程如图3-28所示。

#### 1. 风能资源评估

在风电场项目前期工作的不同阶段中，风能资源评估的重点不同。第一阶段安排的风能资源评估主要用于风电场宏观选址。

#### 2. 风电场项目规划

风电场项目规划以风能资源评估结果为基础，综合考虑地区社会经济、自然环境、开发条件及市场前景等因素，规划选定各风电场场址，并对其进行统筹考虑，初步拟定开发顺序。各省（区、市）风电场项目规划报告由各省（区、市）发展改革委员会负责组织有关单位编制，在规划编制过程中组织进行环境影响评价，编写环境影响评价报告，由省级环境保护行政主管部门负责对规划的环境问题进行审核。

#### 3. 风电场项目预可行性研究

风电场项目预可行研究内容包括风电场风能资源测量和评估、地质勘察及编制预可行性研究报告三部分。它对所选定的风电场进行风能资源测量和评估，开展项目地质勘查、项目规模与布置、项目投资预算和初步经济评价等工作，初步研究风电场建设的可行性，并编制风电场项目预可行性报告。

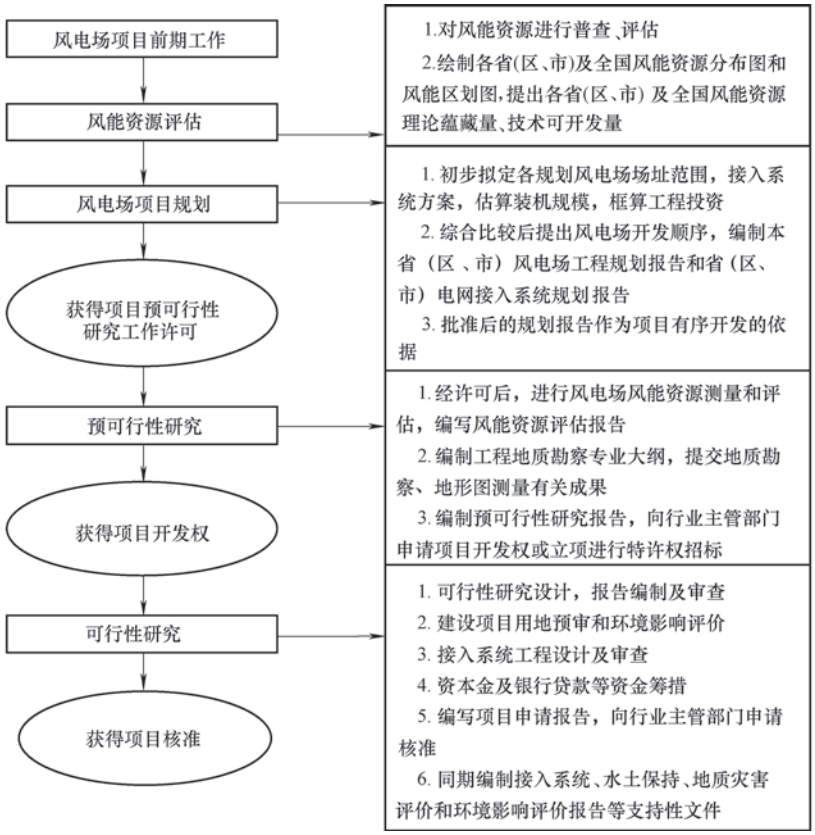



图 3-28　风电场项目前期工作流程图

#### 4. 风电场项目可行性研究

风电场项目可行性研究的主要内容包括风电场设计、环境影响评价、财务评价与社会效益分析、编制项目可行性研究报告等。项目可行性研究报告主要内容包括项目综合说明、项目申报单位情况、拟建项目情况以及财务评价和社会效益分析等部分。

### 3.3.2　风电场选址、设计及施工

#### 1. 风电场选址

风电场选址分为宏观选址和微观选址两个阶段。

（1）风电场宏观选址　风电场宏观选址是从一个较大的地区，对风能资源、并网条件、交通运输、地质条件、地形地貌、环境影响和社会经济等多方面复杂的因素考察后，选择风能资源丰富，而且最有利用价值的小区域的过程，目的是

为风电项目的立项和开展下一步工作提供理论依据。宏观选址多采取地形地貌特征判别法、植物变形判别法、风成地貌判别法、当地居民调查判别法，依据风功率密度、风向频率及风能密度的方向分布、风速的日变化和年变化、湍流强度、发电量初步估算以及其他气象因素等宏观选址参数对风电场的风能资源作出综合性评估。

在本阶段确定风电场范围和装机容量时，可根据风能密度的方向分布和地形的影响，初步确定风力发电机组的列距为 3 ～ 5 倍风轮直径；行距为 5 ～ 9 倍风轮直径；风力发电机组离居民区和道路的安全距离从噪声影响和安全考虑至少为 500m；要尽量使风力发电机组避开粗糙的地表面或高大的建筑障碍物，风力发电机组的轮毂高度应高出附近障碍物至少 8 ～ 10m，距障碍物的距离应为 5 ～ 10 倍障碍物高度。

（2）风电场微观选址　微观选址是在宏观选址中选定的小区域中选择一些确切测风位置，对预选风电场范围内的风资源进行详查，安装测风塔，进行风资源测试。根据测试结果确定风力发电机组的布局，即对风电场的布局设计进行优化，使整个风电场具有较好的经济效益。微观选址主要包括：风资源测量位置的选择、风力发电机组选型、风力发电机组布置、风电场发电量估算和风电机组载荷校核等。

（3）风电场选址软件　风电场的规划和建设需借助相关软件。软件的功能为根据实测的风能资源数据，考虑测风点周围障碍物、地表粗糙度等，生成风图谱，估算理论发电量；通过计算机软件计算得出风力发电机组位置，并对其进行优化设计；进行景观设计；评估对环境的影响；考虑尾流影响，得出风电场的理论年发电量。

目前，国际上开发的软件主要有如下几种：

1）WAsP 软件。它是一个完整的风能估算和风力发电机组微观选址的工具箱，由原始测风数据分析、风图谱生成、风况估算和理论发电量估算四个计算模块组成。

2）WindFarmer 软件。它是风电场设计优化软件，可进行数据处理、风电场评估，并集成在一个程序中进行，由基础模块、可视化模块、MCP+ 模块、湍流强度模块、金融模块、电力模块、阴影闪烁模块等 7 个模块组成。

3）WindPRO 软件。它主要适用于平坦地形上的风电场选址及风能资源评估。

4）WindSim 软件。它采用计算流体力学软件来模拟场址内的风电场情形，适用于复杂地形条件下的风电场选址及风能资源评估。

### 2. 风电场工程设计

风电场工程设计包括消防设计、土建设计和施工组织设计等。

（1）消防设计　风电场消防设计包括消防总体设计、工程消防设计和施工消防设计，按照通用的消防设计规范进行。

（2)土建设计　风电场土建设计包括确定工程等级、风力发电机组基础设计、风电场变电站和主要建筑物土建设计以及地质灾害治理工程设计等。

1）工程地质条件及工程等级。根据各单体建筑物的工程规模及相关标准，确定工程等级，具体可参见《风电场工程等级划分及设计安全标准》。

2）风力发电机组基础。根据风力发电机组厂家提供的风力发电机组基础结构尺寸、基础资料、风电场场区的地质条件，确定该工程风力发电机组基础结构及地基处理方法。

3）风电场变电站和主要建筑物土建设计。风电场变电站和主要建筑物土建设计可按有关建筑设计规范和标准进行。根据风电场场区的工程地质条件及箱式变电站容量，确定箱式变电站的基础结构及地基处理方法。

4）地质灾害治理工程设计。对经地质灾害危险性评估认为可能引发地质灾害或者可能遭受地质灾害危害的工程，提出配套建设地质灾害治理工程的设计。

（3）施工组织设计　施工组织设计是组织施工的指导性文件，施工组织设计的编制正确与否，是直接影响工程项目的进度控制、质量控制、安全控制、投资控制目标能否顺利实现的关键。施工组织设计编制流程如图 3-29 所示。

（4）工程设计概算　工程设计概算是确定和控制基本建设投资、编制施工设计预算或项目招标标底的依据。工程设计概算按符合《风电场工程可行性研究设计概算编制办法及计算标准》的规定进行。工程设计概算表包括总概算表、机电设备及安装工程概算表、建筑工程概算表、其他费用概算表以及分年度投资概算表（如有跨年度施工）几个部分。

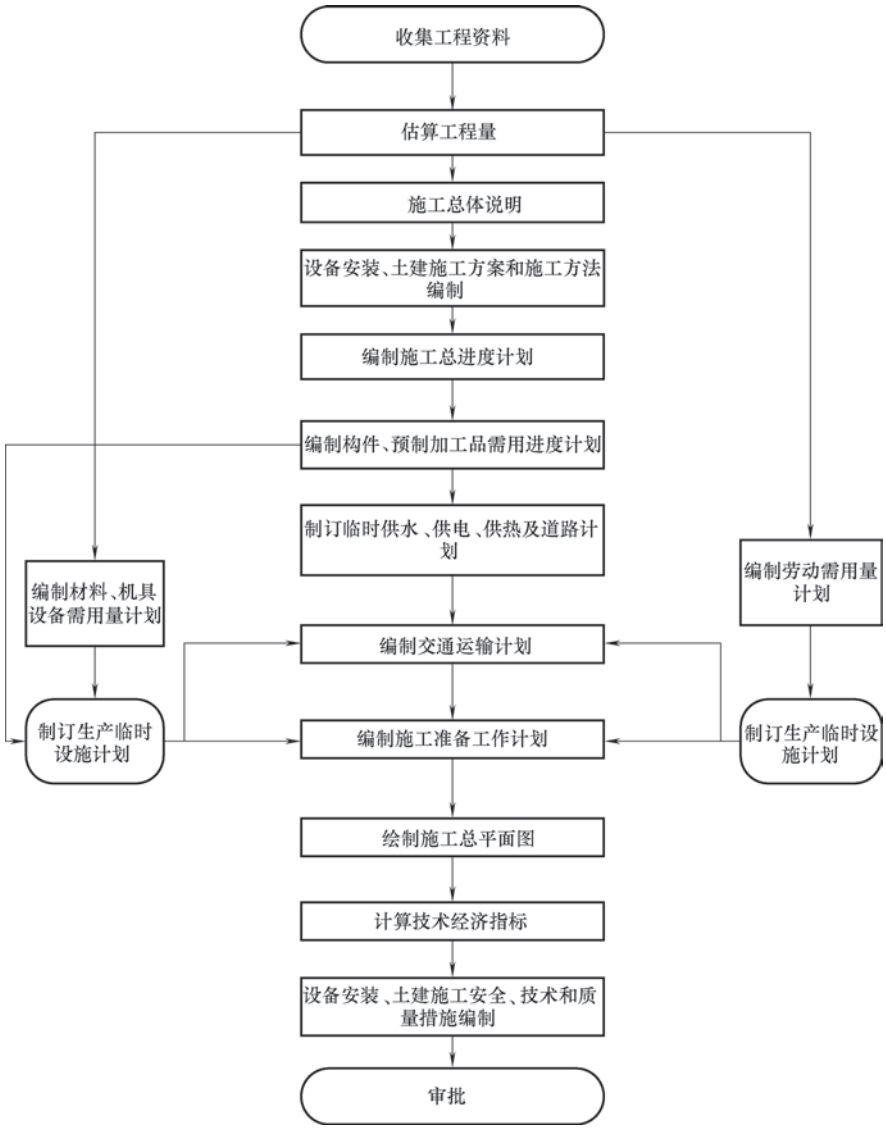



图 3-29　施工组织设计编制流程图

### 3. 风电场工程施工

（1）施工组织　风电场工程施工开始前，项目公司委托有资质的单位进行风电场工程项目施工设计，按设计要求进行工程施工组织，制订施工计划。

风电场工程施工包括土建施工、场地施工、道路施工、风力发电机组基础施工、场内汇流线路施工、升压变电站施工、设备场内外运输、机组吊装、调试和

试运行等。

风电场工程项目施工前，项目公司应了解风电场自然条件、电网建设、交通运输以及风力发电机组单机在风电场内布置情况等信息来确定基础施工方案。

（2）土建施工

1）风力发电机组基础施工。风力发电机组通过基础竖立在陆地或海洋上。陆上风力发电机组基础均为现浇钢筋混凝土独立基础，按结构型式可分为块状基础和框架式基础两种。块状基础即重力基础，按结构剖面又可分为倒“凹”形和“凸”形两种，后者与前者均属实体基础，区别在于扩展的底座盘上回填土也成了基础重力的一部分，可节省材料，降低费用。图 3-30 所示为风力发电机组基础图。

框架式基础是桩基群与平面板梁的组合体，从单个桩基持力特性看，又可分为摩擦桩基和端承桩基两种。桩上的载荷由桩侧摩擦力和桩端阻力共同承受的为摩擦桩基础；桩上载荷主要由桩端阻力承受的则为端承桩基础。

海上风力发电机组基础有桩式基础、重力式基础、沉箱式基础和漂浮式基础等。根据基础与塔架联接方式，基础又可分为地脚螺栓式和法兰筒式两种类型。前者塔架用螺母与尼龙弹垫平垫固定在地脚螺栓上，后者塔架法兰与基础端法兰用螺栓对接。地脚螺栓又分为单排螺栓、双排螺栓、单排螺栓带上下法兰圈等。

根据风电场地质状况确定风力发电机组基础是采用标准设计还是特殊设计，有的需要打桩处理。表 3-5 列出了几种大型风力发电机组基础载荷。

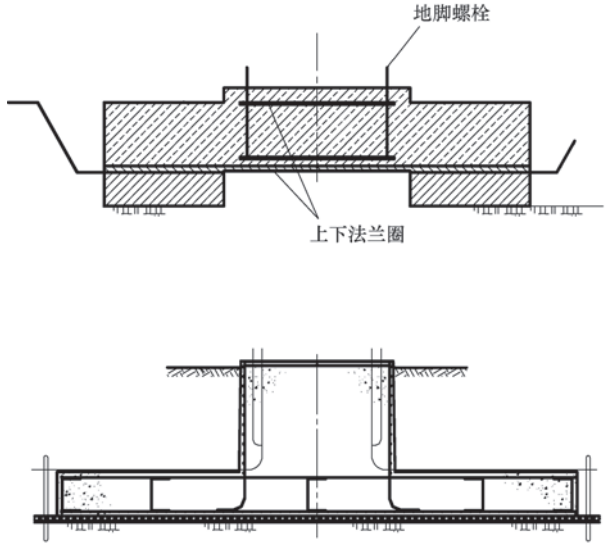



图 3-30　风力发电机组基础图

表 3-5　风力发电机组基础载荷

| 生产厂 | 单机容量/kW | 垂直力/kN | 水平力/kN | 弯矩/kN·m | 扭矩/kN·m |
|---|---|---|---|---|---|
| 甲 | 300 | 315 | 207 | 5 449 | |
| 乙 | 450 | 466 | 311 | 8 722 | |
| 丙 | 300 | 285 | 220 | 7 300 | 150 |
| 丁 | 500 | 450 | 298 | 9 400 | 280 |
| 戊 | 500 | 510 | 377 | 10 424 | 364 |

基础设计除考虑载荷外，还要考虑安装地点的水文地质条件，如土壤的模量、承载能力、地下水深度、冻土层最大深度等。基础要满足如下条件：

① 地基上的载荷不超过地基容许的承载能力，以保证地基在防止整体破坏方面有足够的安全储备。

② 基础的沉降不超过地基容许的变形值，以保证风力发电机组不因地基的变形过大而影响机组的正常运行。

2）生产、生活建筑物施工。变电站、主控制楼（含配电室）、风电场综合楼（含车库）、生产检修车间（含检修设施）等生产生活建筑物应按常规房屋建筑施工方法进行施工。

3）道路施工。风电场道路施工应按照常规道路施工方法进行施工，一般采用碎石路或硬制土路基。

（3）风力发电机组吊装　风力发电机组吊装应按照国家有关起重操作规定进行，机舱、风轮起吊时，风速不能超过安全起吊数值。安全起吊风速应根据风力发电机组设备安装技术规定确定，一般为小于 12m/s。风力发电机组的吊装可分为塔架吊装、机舱吊装和风轮吊装三个部分。在安装风力发电机组时，应严格遵守相关的安全措施。

（4）风电场项目调试

1）风电场项目调试准备。风电场调试前要进行下列准备工作：

① 由调试承包商编制调试进度计划。

② 保护定值管理：设定和修改试运过程中电气或控制保护值功率因数。

③ 设备停、送电管理：建立设备停、送电管理制度，设备停、送电操作必须执行操作任务单制度。

2）风力发电机组单机调试。风力发电机组单机调试的主要内容包括机舱及塔架振动停机试验、偏航制动及稳定性试验、转速变化平稳性试验、起动以及并

网稳定性试验、正常或紧急停机试验、超速保护试验、飞车试验（视风力发电机组型号而定）以及集控功能试验。

调试时，风力发电机组各种控制参数按规定要求设置。风力发电机组经调试后，安全无故障地连续并网运行要达到合同中规定的运行时间，一般不少于 240h。

（5）风电场工程验收　风电场工程验收分为单项工程（起动、试运）验收、单位工程验收、整套起动试运行验收和移交生产验收几个部分，风电工程验收流程如图 3-31 所示。

验收一般由项目公司组织，参加人员包括土建承包商、安装承包商、调试承包商、设备制造商、监理公司、设计咨询公司以及聘请的行业专家。

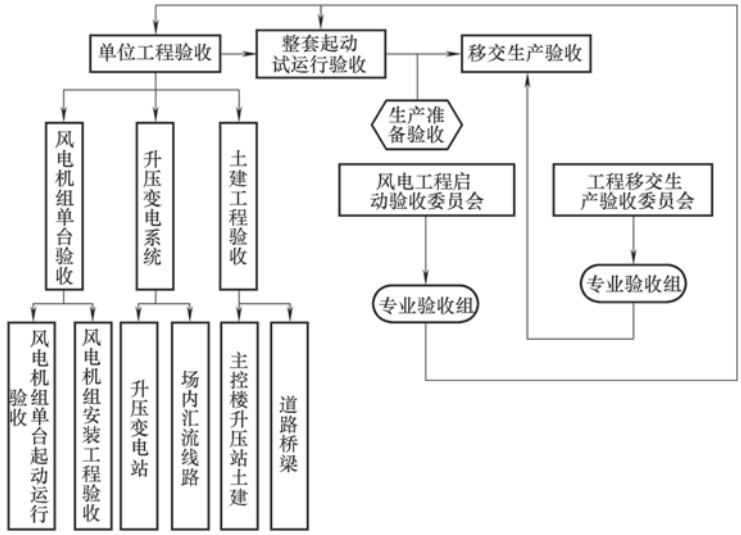



图 3-31　风电工程验收流程图

单项工程验收指风力发电机组和升压变电站的分项工程、分部工程、单位工程、隐蔽工程验收等。

单位工程验收指风力发电机组、升压变电站、汇流线路、主控楼等建筑、交通道路验收等。

当风电工程中所有风力发电机组调试、试运行验收通过后，应进行整套起动试运行验收。整套起动试运行验收是对风电建设工程质量的总体评价。验收时应提供资料工程总结报告和备查文件资料等。

### 3.3.3　风电场电气系统设计

风电场电气系统设计包括电气一次系统设计、电气二次系统设计、通信系统

设计。

### 1. 风电场电气一次系统设计

风电场电气一次系统设计主要包括接入电力系统设计和变电站设计等。

（1）风电场接入电力系统设计　风电场接入电力系统设计是根据风电场本期及规划装机容量，并结合电网现状及规划情况，确定风电场接入系统方案，包括风电场与电力系统的连接方式、输电电压等级、出线回路数、输送容量及配套输变电工程等。它的连接方式包括低压侧和高压侧接线方式。输出电压根据风电场的容量、输送距离、电网的规划建设情况，以及电能损失、电压降低的情况，按照经济性最佳、技术可靠性最高为原则来确定。风电场的出线回路数多采取单回路输电方式。电网的三相电压不平衡误差不大于 5%，电压上限不超过 +10%，下限不超过 -10%（有的厂家为 +6% ～ -10%）。风电场还需根据风力发电机组的情况以及电网系统的要求进行无功补偿系统的设计。设计电气主接线时，要确定风电场集电线路方案，在选择主要电气设备时，还应进行短路电流计算。

（2）风电场变电站设计　风电场变电站设计可按常规电厂变电站的设计标准和规范进行。

### 2. 风电场电气二次系统设计

风电场电气二次系统设计主要包括风电场远程监控系统和变电站控制系统设计。

（1）风电场远程监控系统设计

1）风电场风力发电机组远程监控系统。远程监控系统是将风电场内各风力发电机组通过数据网络传输到主控制室，对所有风力发电机组的运行数据进行监视、控制的系统。远程监控系统通过电话或互联网网络与远方的终端通信，可以在全球任何一个地方察看到风电场的运行情况。远方监控界面与风力发电机组的实时状态及现场控制器显示屏的监视画面和操作功能完全相同。

远控系统应能控制尽可能多的机组，并尽量使远控画面与现场主控画面一致。远控程序应运行稳定可靠、显示速度快、界面友好、操作方便。通信系统应可靠运行，并应加装防雷系统。图 3-32 所示为风电场远程监控系统示意图。监控系统显示风力发电机组的转速、风速、温度、功率等实时数据，可以显示风力发电机组的故障信息，还可以实现远程的复位和停机等操作。该系统支持文件输出、打印功能，并具有图表生成系统，显示功率曲线以及各类运行数据的棒图、条形图和曲线图。此系统可供现场人员对风力发电机组进行监视、记录、

分析和控制。

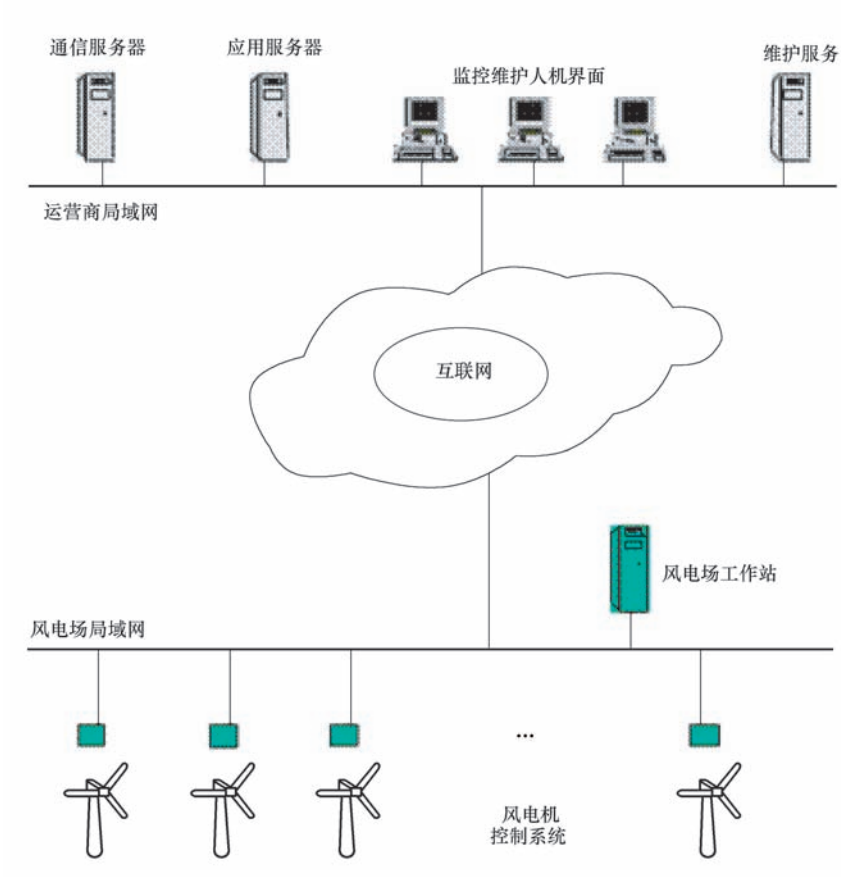



图 3-32　风电场远程监控系统示意图

2）箱式变电站。确定箱式变电站变压器继电保护方案、设备选型及其测量和信号内容。

（2）变电站控制系统设计　变电站控制系统设计包括变电站运行显示、变电站控制、计量系统以及变电站保护系统设计。

（3）控制系统电源　风电场和变电站控制系统一般配备由蓄电池组成的直流电源系统和不间断电源系统（UPS）。

### 3. 风电场通信系统设计

风电场通信系统包括风电场内通信系统和变电站通信系统两部分。风电场内通信方式可以采用有线和无线电话通信方式。变电站系统通信方式可以采用光缆和市话等方式。

#### 4. 风电场电气系统设计报告

在风电场可行性研究报告中要对风电场电气系统的设计作为一个章节进行描述，描述内容如下：

（1）电气一次设计　包括风电场与电力系统的连接、电气主接线、主要电气设备、过电压保护及接地、主要电气设备布置以及照明。

（2）电气二次设计　包括风电场计算机监控系统，保护、测量、信号和现地控制，电源以及二次设备布置。

（3）通信设计　包括风电场内通信、移动通信、电网调度之间的通信、系统通信、远控、火灾报警系统以及遥视系统。

### 3.3.4　风电场运行管理和维护

#### 1. 风电场运行管理

风力发电机组制造商对于其售出的设备一般提供 2 年的质量保证。2 年内企业将保障风力发电机组的可用率达到 95% 以上。因此，风电场投入运行后，2 年质保期内由制造商负责风电场风力发电机组运行，风电场项目公司运行和检修人员参与机组运行，但升压变电站和其他设备、设施由风电场人员负责。质保期结束后，所有风电设备运行均由风电场项目公司负责。

（1）风电场运行内容

1）风电场运行操作。

① 风力发电机组自动运行：即风力发电机组处于自动状态，当风速达到启动风速范围时，风力发电机组按计算机程序自动启动并入电网；当风速超出正常运行范围时，风力发电机组按计算机程序自动与电网解列、停机。

② 风力发电机组手动启动和停机有主控制室操作、就地操作、远程操作和机舱上操作四种方式。凡经手动停机操作后，须再按“启动”按钮，方能使风力发电机组进入自启状态。

风力发电机组在故障停机和紧急停机后，如故障已排除且具备启动的条件，重新启动前必须按“重置”或“复位”就地控制按钮，方能按正常启动操作方式进行启动。

③ 维护状态：当风力发电机组运行一定时间后，按照厂家使用手册要求，应对机组进行定期维护。在维护开始之前，应将风力发电机组从运行状态改变到停机状态，再将机组置于维护状态。维护状态是为了方便维护人员进行正常机组维护的状态，除非人为操作，机组不会启动运行。

2）风电场运行监视。

① 风电场运行人员每天应按时记录当地天气情况，了解气候状况，做好风电场安全运行的事故预想和对策。

② 运行人员每天应定时通过主控室计算机的屏幕监视风力发电机组各项参数变化情况。

③ 运行人员应根据计算机显示的风力发电机组参数，检查分析各项参数变化情况，发现异常情况应通过计算机屏幕对该机组进行连续监视，并根据变化情况作出必要处理，同时在运行日志上写明原因，进行故障记录与统计。

3）风电场运行巡检。

① 正常巡视。风电场应制订正常巡检计划、内容和巡检路径。定期巡视人员应按计划对风电机组进行巡回检查，及时发现、登记并处理缺陷，同时，还需考察风电机组的运行正常与否。

② 特殊巡视。当出现沙尘暴、台风等异常天气，或机组由于非正常运行进行过事故抢修（或大修），或新设备（技术改造）投入运行后，需要增加特殊巡回检查内容（必要时增加特巡次数），并填写单独的特巡记录。

（2）风电场运行记录　风电场运行记录应包括运行日志、故障记录、发电数据记录、气象数据记录、曲线记录以及试验记录等内容。其中，气象数据是分析生产运行最基本的数据，也是最重要的数据之一。测风塔应建立在能够代表整个风电场风能资源的合理的地方。

（3）风电场运行故障

1）故障分类。根据故障产生后所处的状态，故障可分为：

① 自启动故障（可自动复位）。它指的是当计算机检测发现某一故障后，采取保护措施，等待一段时间故障状态消除，或恢复正常状态，控制系统将自动恢复启动运行。

② 不可自启动故障(需人工复位)。它是指当故障出现后，故障无法自动消除，或故障比较严重，必须由运行人员到达现场进行检修的故障。

2）故障统计。目前我国各风电场中安装的风力发电机组的类型较多，尤其是叶片、齿轮箱、发电机等几个大型部件，应从当前的被动失效分析判断变成主动失效分析，也就是应定期对各部件及整个机组的状态进行预期失效分析。对机组振动频谱进行分析，可及时发现潜在的隐患，适时安排和指导检修，减少停机

损失。图 3-33 所示为风电场各种故障分布图。

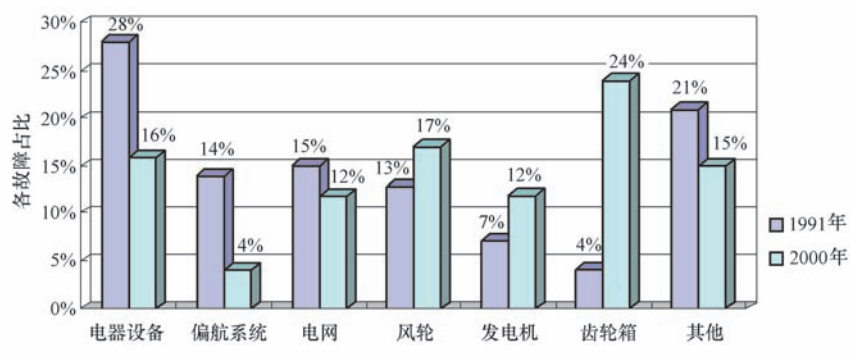



图 3-33　风电场各种故障分布图

3）故障处理。风电场发生下列事故之一时，风力发电机组应立即停机处理：

① 叶片处于不正常位置或相互位置与正常运行状态不符时。

② 风力发电机组主要保护装置拒动或失灵时。

③ 风力发电机组因雷击损坏时。

④ 风力发电机组因发生叶片断裂等严重机械故障时。

⑤ 制动系统故障时。

当机组起火时，运行人员应立即停机并切断电源，迅速采取灭火措施，防止火势蔓延；当机组发生危及人员和设备安全的故障时，值班人员应立即拉开该机组线路侧的断路器。

风力发电机组主开关发生跳闸时，要先检查主回路晶闸管、发电机绝缘是否击穿，主开关整定动作值是否正确，确定无误后才能重合开关，否则应退出运行进一步检查。

当机组出现振动故障时，要先检查保护回路，应立即停止运行作进一步检查。

### 2. 风电场维护

风电场维护包括日常维护、定期检修和状态检修。

（1）日常维护　日常维护是指风电场运行人员平时（每日）应进行的检查、调整、注油、清理以及临时发生故障的检查、分析和处理。

（2）定期检修　通常定期检修按厂家规定进行。一般分为 A、B、C、D 四种级别的检修。在定期检修时需对风电机组主要部件的状态进行检查以及有关安全及功能性试验，如超速、叶片顺桨、正常和紧急停机试验等。

检修中的测量包括制动间隙、螺栓预紧力、接地电阻、计量系统的标定、油品取样化验以及发电机的部位的绝缘测量。

定期检修还应包括对整个机组的清理，如漏油的清理、灰尘清理和滤清器清理等。

（3）状态检修　状态检修是指风力发电机组的定期维护和检修不再是按照固定时间进行，而是根据定期状态检测的结果，适时安排维护和检修。因此，各台机组应建立状态数据库，定期进行分析，包括机组日常运行数据，各部位的温度等。应用状态监视技术指导检修，可以做到点检－面检结合，节省检修费用，减少故障发生，延长机组运行寿命。

### 3.3.5　风电场项目评估

#### 1. 技术性能评估

（1）风力发电机组功率曲线　功率曲线是最主要的反映风力发电机组发电输出性能好坏的曲线之一。一般厂家会提供给客户两条功率曲线：理论（设计）功率曲线和实测功率曲线（图 3-34）。它们通常由公正的第三方，即风电测试机构通过测试获得。国际电工组织（IEC）颁布实施了 IEC 61400-12 功率特性测量，即功率曲线测试的国际标准。在这个标准中对如何测试标准的功率曲线有明确的规定。所谓标准的功率曲线是指在标准状态下（大气温度 15℃，101.3kPa，$\rho$ =1.225kg/m$^3$）的功率曲线。

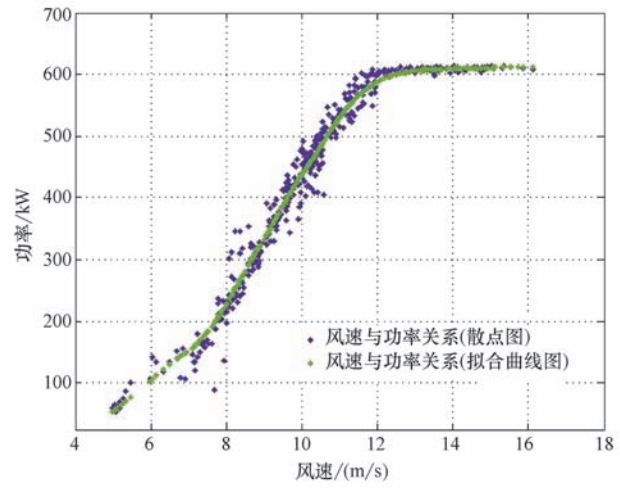



图 3-34　实测功率特性曲线

不同的功率调节方式，其功率曲线形状也就不同；相同的风况条件下，不同的功率曲线的年发电量（AEP）也会不同。

一般说来失速型风力发电机组在叶片失速后，功率很快下降，之后还会再上升，而变桨距型风力发电机组在达到额定功率之后，基本稳定在额定功率上略有波动。

空气密度的变化对风能有很大影响，而温度和气压对空气密度的影响是最大的。北方高海拔地区夏季炎热，冬季十分寒冷，空气密度差别较大，如果风力发电机组在夏季输出功率正常，则冬季可能输出功率过高，出现严重超发现象，损伤发电机和齿轮箱。设定合适的叶片安装角度已经成为这些地区风力发电机组运行需认真对待的问题。

风电场运行管理人员应根据实际情况，及时向项目公司建议重新设定叶片安装角度，保证机组在大部分时间可以达到额定功率，极小部分时间超过功率，以达到发电量最大化的目的，而且可以避免经常调整叶片安装角度，损伤叶片固定螺栓。图 3-35 所示为不同叶片安装角度的功率曲线。

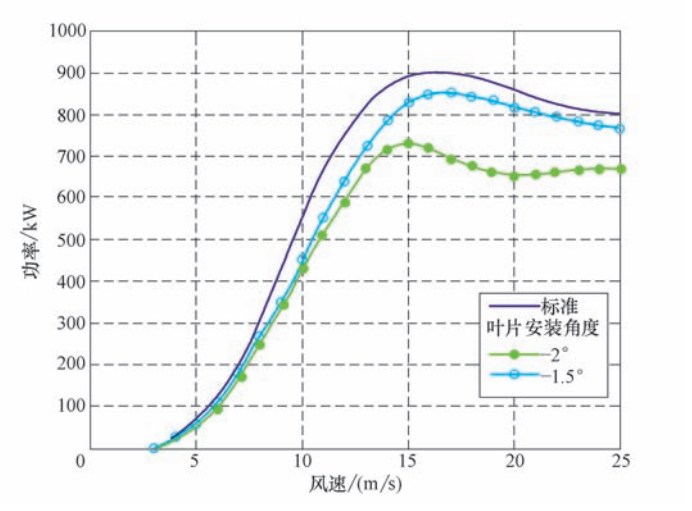



图 3-35　不同叶片安装角度的功率曲线

（2）风电场发电量　功率曲线是风力发电机组发电功率输出与风速的关系曲线。对于某一风电场的测风数据，可以按 bin 分区的方法（按 IEC 61400-12 规定 bin 宽度为 0.5m/s），求得某地风速分布的频率（即风频），根据风频曲

线和风力发电机组的功率曲线，就可以计算出这台机组在这一风电场中的理论发电量，当然这里是假设风力发电机组的可利用率为100%（忽略对风损失、风速在整个风轮扫风面上的矢量变化）。

$$W_{AEP}=8\,760\times\sum_{i=1}^{n}\left[F(V_{\mathrm{i}})\times P_{\mathrm{i}}\right]$$

式中 $W_{AEP}$——风力发电机组年发电量（kW·h）；

$V_i$——bin中的平均风速（m/s）；

$F(V_i)$——bin中平均风速出现的概率；

$P_i$——bin中平均风速对应的平均功率（kW）。

在实际中如果有了某风电场的风频曲线，就可以根据风力发电机组的标准功率曲线计算出该机组在这一风电场中理论的年发电量。在一般情况下，可能并不知道风电场的风速分布数据，也可以采用风速的Rayleigh分布曲线来计算不同年平均风速下某台风力发电机组的年发电量。

Rayleigh分布的函数式：

$$F(v)=1-\exp\left[-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{\overline{v}}\right)^2\right]$$

式中 $F(v)$——风速的Rayleigh分布函数；

$v$——风速（m/s）；

$\overline{v}$——年平均风速（m/s）。

这里的计算是根据单台风力发电机组功率曲线和风频分布曲线进行的简便年发电量计算，仅用于对机组的基本计算，不是针对风电场的。实际风电场各台风力发电机组年发电量使用专用的软件，如WAsP、WindPro等来计算。年发电量受可利用率、风力发电机组安装地点风能资源情况、地形、障碍物、尾流等多种因素影响，理论计算仅是理想状态下的年发电量估算。

如果有了标准功率曲线，也可以根据威布尔分布二参数计算年发电量曲线。根据某地某年平均风速（轮毂高度）和形状系数，从图3-36所示的发电量曲线就可以查到这台风力发电机组的年发电量。图3-36所示为一台风轮直径为46m、额定功率为600kW的风力发电机组年发电量曲线。

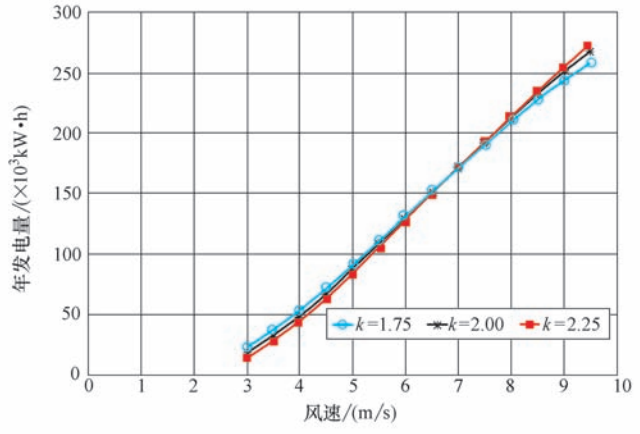



图 3-36　不同平均风速不同形状参数 $k$ 时的年发电量曲线

（3）风电场运行数据指标　风电场运行可靠性指数包括：

1）发电机组平均利用小时数。报告期发电量与发电设备平均容量的比率，是反映发电设备时间利用水平的指标。计算公式为

$$\text{发电设备平均利用小时数}=\frac{\text{发电量（kW·h）}}{\text{发电设备平均容量（kW）}}$$

2）综合风电场用电量。综合风电场用电量即风电场全部耗用电量 = 发电量 + 购网电量 - 上网电量。

综合风电场用电率：综合风电场用电量与发电量的比率。

$$\text{综合风电场用电率}=\frac{\text{综合风电场用电量}}{\text{发电量}}\times 100\%$$

3）风力发电机组可利用系数。

$$\text{可利用系数}=\frac{\text{可利用小时数}}{\text{统计期间小时数}}\times 100\%$$

## 2. 财务评价

财务评价是在国家现行财税制度和价格体系的基础上，分析项目的财务效益，考察项目的盈利能力、清偿能力等财务状况，并判断其在财务上的可行性。

财务评价内容包括：固定资产价值计算、总成本费用计算、发电效益计算、清偿能力分析、盈利能力分析、敏感性分析。

通过上述财务评价，可以得出工程项目财务可行性的评价结果。风电场财务评价指标见表 3-6。

表 3-6　风电场财务评价指标

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 概算指标 | 静态投资（编制年） | | | | |
| | 工程总投资 | | | | |
| | 单位千瓦静态投资 | | | | |
| | 单位千瓦动态投资 | | | | |
| | 机电设备及安装工程 | | | | |
| | 建筑工程 | | | | |
| | 其他费用 | | | | |
| | 基本预备费 | | | | |
| | 建设期利息 | | | | |
| 经济指标 | 装机容量 | | | | |
| | 年上网电量 | | | | |
| | 年等效满负荷小时数 | | | | |
| | 平均上网电价（不含增值税） | | | | |
| | 平均上网电价（含增值税） | | | | |
| | 盈利能力指标 | 投资利润率 | | | |
| | | 投资利税率 | | | |
| | | 资本金利润率 | | | |
| | | 项目投资财务内部收益率 | | | |
| | | 项目投资财务净现值 | | | |
| | | 资本金财务内部收益率 | | | |
| | | 资本金财务净现值 | | | |
| | | 投资回收期 | | | |
| | 清偿能力 | 资产负债率 | | | |

### 3. 环境影响评价

（1）噪声影响

1）施工期对声环境的影响。施工过程中主要噪声源是手风钻和混凝土搅拌机。根据对有关作业场所噪声源强度的监测资料，小型混凝土搅拌车为

91 ～ 102dB(A)，手风钻在露天作业时为 90 ～ 100dB(A)。施工噪声的衰减计算采用处于无指向性点声源的几何发散衰减公式：

$$L_A(r)=L_A(r_0)-20\lg(r/r_0)$$

式中 $L_A(r)$——距声源 $r$(m) 处的 A 声级 [dB(A)]；

$L_A(r_0)$——距声源 $r_0$(m) 处的 A 声级 [dB(A)]，$r_0=1$m；

$r$——距声源的距离 (m)。

根据上述公式对两种主要施工机械噪声衰减进行计算的结果见表 3-7。

表 3-7 施工机械噪声衰减计算结果

[单位：dB(A)]

| 距声源距离 $r$/m | | 1 | 50 | 100 | 150 | 200 | 250 | 300 | 350 | 400 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $L_A(r)$ | 混凝土搅拌机 | 102 | 68 | 62 | 58 | 56 | 54 | 52 | 51 | 50 |
| | 手风钻 | 100 | 66 | 60 | 56 | 54 | 52 | 50 | 49 | 48 |

从表 3-7 中可以看出，距声源 250m 处，噪声即降至 55dB(A) 以下，满足《声环境质量标准》（GB 3096—2008）1 类标准中昼间≤ 55dB(A) 的要求。

2）运营期对声环境的影响。风力发电机组在运转过程中的噪声来自于叶片扫风产生的噪声和机组内部机械运转产生的噪声，其中以机组内部的机械噪声为主。

由于风力发电机组间相距较远，每个风力发电机组可视为一个点声源，因此，噪声预测采用下面处于自由空间的点声源衰减公式和多声源叠加公式对预测点进行预测。

处于自由空间的点声源衰减公式为

$$L_A(r)=L_{WA}-20\lg r-11$$

式中 $L_{WA}$——点声源的 A 声功率级 [dB(A)]。

处于自由空间的多声源叠加公式为

$$L_p=10\lg\left(10^{\frac{L_{p1}}{10}}+10^{\frac{L_{p2}}{10}}+\cdots+10^{\frac{L_{pn}}{10}}\right)$$

式中 $L_p$——$n$ 个噪声源叠加后的总声压级 [dB(A)]；

$L_{pi}$——第 $i$ 个噪声源对该点的声压级 [dB(A)]，i=1, 2, …，n。

在不考虑多个声源噪声叠加的情况下，单个风力发电机组噪声影响计算结果见表 3-8。

表 3-8　单个风力发电机组噪声影响计算结果

［单位：dB(A)］

| 距声源水平距离 $r$/m | 10 | 50 | 100 | 150 | 200 |
|---|---|---|---|---|---|
| $L_A(r)$ | 54.6 | 52.7 | 49.5 | 46.7 | 44.5 |

由此可以看出，昼间水平距离 10m 外、夜间水平距离 200m 外的噪声满足《声环境质量标准》（GB 3096—2008）1 类标准，即昼间≤ 55dB(A)、夜间≤ 45dB(A) 的要求。

由于风力发电机组之间相距较远，相邻机组距离至少在 3 倍风轮直径以上。多个噪声在同一点的噪声叠加值比单个噪声值略有增加，增加值基本可以忽略。

（2）电磁波干扰影响　风轮旋转的平面会反射电磁波，干扰广播电视节目的接收，干扰程度取决于风力发电机组的位置和大小，传输信号的强弱及叶片的材料等。国际辐射保护协会对公众全天辐射时的工频磁场限值为 0.1mT。通常工频电场、磁场的最大值远低于评价标准 0.1mT，工程变电设备产生的电磁辐射经设备外壳、箱体屏蔽和距离衰减后不会对周围环境产生不良影响。

（3）生态环境影响　建设风电场对当地生态环境的影响主要是土地利用，施工期间对植被的改变以及对鸟类习性的改变等。在平坦的地方，7 000kW 装机容量需要占地 1km$^2$，但是实际占用的土地面积不到 1%，包括机组的基础、变电站设施等，其余 99% 的土地仍可利用，所以对生态环境的影响很小。

许多国家的研究结果表明，风电场对鸟类的影响比常规高压输电线或交通运输的影响小。为了减轻对环境的影响，风电场选址时，要考虑鸟类迁徙飞行路径，降低建设、运行和拆除时的噪声水平等。

（4）环境影响评价报告　环境影响评价制度是我国环境保护的基本制度，它是对可能影响环境的工程建设、开发活动和各种规划预先进行调查、预测和评价，提出环境影响及防治方案的报告。1998 年 11 月发布实施的《建设项目环境保护条例》规定，对建设项目的环境保护实行分类管理，按照建设项目对环境可能造成的影响程度，分别编制环境影响报告书、环境影响报告表或填报环境影响登记表。

风电场工程经核准后，项目建设单位要按照环境影响报告表及其审批意见的要求，加强环境保护设计，落实环境保护措施。按规定程序申请环境保护设施竣工验收，验收合格后，该项目方可正式投入运营。

风电场项目环境影响评价报告由具备乙级及以上资质的环境影响评价单位编

制，主要有建设项目的基本情况、风电场总平面布置图、建设项目所在地环境简况、评价适用标准、建设项目工程分析、环境影响分析、拟采取防治措施与预期治理效果以及环境效益等内容。

#### 4. 社会效益评估

根据风电场年上网电量和当地火电厂原煤消耗水平以及有害物质排放的成分，可以计算风电项目节省的原煤量和 $SO_2$、CO、$CO_2$、$NO_x$ 等气体的排放量。以每千瓦·时消耗 380g 标准燃煤为例，评估装机容量 10 万 kW，年发电量 2.3 亿 kW·h 的风电场环境效益来看，每年可节约标准燃煤 8.74 万 t，相当于节约原煤 18 万 t，可减排灰渣 2.76 万 t，$SO_2$ 1 403t，$NO_x$ 1 035t，$CO_2$ 26.5 万 t。

另外，风电场还可以促进当地相关产业发展，增加税收和就业等。如果风电场建设时能合理布置风力发电机组，风电场对当地自然景观一般不会产生不利影响，相反还可作为旅游资源进行开发。

### 3.3.6 海上风电开发

世界上第一个近海风电场是 1991 年丹麦在波罗的海建造的 Vindeby 风电场，安装了 11 台 450kW 的风力发电机组，到 2006 年海上风电场总装机容量已达 877MW。进入 21 世纪，近海风电技术日趋成熟，开始进入规模化开发阶段。欧盟计划到 2020 年，欧洲近海风电装机容量可以达到 240GW，年发电量为 720TW·h，可以满足三分之一的欧洲用电量。我国近海风能资源丰富，有开发潜力，海上丰富的风能资源和当今技术的可行性，预示着近海风电将成为一个迅速发展的市场。

与陆地风电场相比，近海风电场有着节约土地资源、适合大型风电场项目开发、风能资源丰富、节约成本以及风力发电机使用寿命长等特点，但是，近海风电场建设的技术难度也更大。首先，近海风电场前期工作更为复杂，需要在海上竖立测风塔，并对海底地形及其运动、工程地质等基本情况进行实地勘测；其次，近海风电场需要考虑风和波浪的双重载荷，对风力发电机组支撑结构的强度要求更高；第三，海上风力发电机组的单机容量更大，制造技术更复杂，对风力发电机组防腐蚀等要求更为严格；第四，海上气候环境恶劣，天气、海浪、潮汐等因素复杂多变，风力发电机组的运输和安装、项目建设施工以及运行维护难度更大。

#### 1. 近海风电场前期工作

与陆地风电场项目相比，近海风电场项目前期工作内容多，耗时长。其主要

有以下五方面工作：

（1）场址选择　近海风电场场址选择非常复杂。在项目初期阶段，大量收集场址附近的相关信息有助于作出正确决策。通常，为了对所选场址进行初步技术和经济可行性分析，除了收集陆上风电场资料，还需收集如下资料：

1）海面能见度、海浪高度、海面温度等。

2）有关台风资料。

3）场址附近潮汐站、水文站、海洋站观测资料。

4）规划海域比例尺不小于 1:50 000 的海底地形图以及已有海洋工程地质勘察成果。

5）海冰资料。

6）海浪、雪和雨及空气湿度产生的覆冰资料。

7）近海风电场附近的船只交通量。

8）场址所在海域的海洋功能区划、海域航路规划、海上构筑物分布、已查明重要矿产资源分布、海洋自然保护区、军事设施等资料。

根据上述信息可以初步选定近海风电场场址，估算总装机容量，分析风能资源、海洋环境条件、工程地质、交通运输及施工安装等建设条件，提出接入电力系统方案以及总投资概算。

近海风电场的场址选择时，要考虑以下方面：

1）避开港区、锚地、航道、通航密集区以及主管机关公布的航路。

2）符合有关海洋自然环境保护规定，未压覆已查明的重要矿产资源。

3）项目建设和运行对当地旅游业、水生物、鸟类、渔业和海防等方面产生的影响。

（2）风能资源测量和评估　虽然根据近海风能资源普查的成果以及场址附近的气象站、石油钻井平台、卫星、船只等已有的观测资料，可以对风能资源进行初步评估，但是这些资料的不确定性太大，很难用于准确估算项目的发电量。为此，与陆地项目一样，近海风电项目也需要进行现场测风工作。通常在场址安装测风塔或浮标测风设备。欧洲安装的近海测风塔，大多采用单桩基础，一般高度为50～80m，没有拉线。由于近海测风塔成本高，有些场址则采用浮标测风设备，高度在 10m 左右，但是相对来说，浮标测风设备的不确定性大。当然，浮标测风设备和测风塔也可以结合使用。为了减少风险，可以在项目初期安装浮标测风设备，待项目成熟后安装测风塔，通过浮标所测的长期数据与测风塔所测的短期数

据之间的相关性分析，可以减少风能资源评估的不确定性。另外，还可以应用超声波雷达测风仪和激光雷达测风仪等先进设备进行海上测风，这些设备的优点是可以在低平面、流动的平台上进行高空风能资源的测量。

在项目前期阶段，测风塔还可用于收集其他环境数据，如温度、气压、水温、波浪高度和周期、海流等。这些海洋气象条件与风能资源测量同时进行的好处是可以评估风浪之间的任何可能的联系。在项目投入运行后，测风塔可提供独立数据，用于研究风电场的运行情况。

近海风能资源不受地形影响，海面粗糙长度小，一般不大于 0.001（没有考虑风速对海浪的影响）。然而，由于海浪不断变化，与树木、丘陵和建筑物等固定物体不同，因此计算海面粗糙长度复杂。另外，海面粗糙长度小还会造成边界层风廓线陡峭，湍流强度小。在海岸地区，边界层特性将有所变化，并延伸到距离海岸几千米的近海地区，这可能会导致整个风电场风速和边界层风廓线的变化。

在一个 12h 的周期内，潮起潮落将改变风力发电机组在边界层中的位置，从而造成平均风速变化以及影响风力发电机组风轮的风切变。由于海洋的热惯性产生温度驱动的气流，从而产生本地风。海洋温度的升高和降低比陆地需要更长的时间，从而产生陆风（白天）和海风（夜晚）。本地风与梯度风共同作用于近海风电场址，有时两者的强度和方向相互抵消，使场址区域内没有风。

根据场址地区的风能数据，可以开展可行性研究工作。借助海岸非连续模型（Coastal Discontinuity Model）和 WAsP（风能资源评价软件），可使用近海现场实测数据以及海岸气象台站数据估算近海风能资源。采用 MCP（测量—相关—预测）技术，可将长期海岸气象台站数据与短期场址实测数据结合在一起，预测场址的长期风能资源。由于没有地形影响，一个近海测风塔数据可以代表比陆地更大的区域。一般地，近海场址范围内各点之间的风速变化小。对于近海风电场，风速平稳，湍流强度小，风力发电机组下游风速恢复速度慢，尾流持续距离长，从而尾流损失可能比许多陆地风电场高。

（3）现场勘察　近海风电场现场勘察可以为风力发电机组布置、基础设计、输配电线路设计和环境影响评价提供第一手材料，有助于详细分析项目技术经济可行性。现场勘察的主要内容包括场址条件分析、地球物理调查、岩土勘察以及岩土条件评价等内容。

（4）海洋条件　一般来说，水深越深，海浪和潮流对风力发电机组地基的冲击越大。因此，对这些条件（即所谓的海洋气象条件）进行充分和仔细的评估

非常重要，如此方可为设计提供可能的最佳依据。

在地基设计中，海洋气象数据会影响最终极限状态（如最大海浪）和疲劳极限状态（如经常性海浪和风力）。在水深较深的情形下，后者一般是单桩材料厚度的主要设计考虑因素。

勘测工作通常会考虑海浪高度、波长、频率和潮流等指标，并且通常应当与风况指标勘测一同进行，以评估风浪之间任何可能的联系。这种测量应当持续一年左右，并且在风况方面应当有可能与长期统计数据进行关联研究。

（5）环境影响评估　环境影响评估是近海风电场项目可行性研究的重要内容，近海风电场对环境的影响主要表现在鱼类、深海动植物、噪声、海岸线以及视觉影响等方面。

丹麦对两个近海示范风电场（Horns Rev 和 Nysted）进行长达 8 年的连续环境监测的研究结果表明，近海风电场对鸟类、海豹或鱼类没有造成实质性的影响，对旅游业也没有影响，越来越多的当地居民开始支持近海风电开发。另外，还发现鸟类具有躲避近海风电场的能力，很少发生撞击风力发电机组的事件。

### 2. 近海风电场建设

近海风电场建设一般需要 1 ～ 2 年的时间。施工期主要分为三个阶段：风力发电机组基础施工、海底电缆敷设和风力发电机组安装。3.2.5 节已经详细介绍了风力发电机组基础施工的相关内容，因此，本节主要介绍风电机组的安装。

（1）运输　近海风电场的各种设备一般被分成机舱、叶片以及塔筒等不同部分，从不同的制造厂家运输到场址或场址附近的码头。

（2）吊装

1）吊装步骤。根据不同海域和不同风力发电机组，近海风力发电机组吊装有多种形式。一般来说，近海风力发电机组吊装步骤是：吊装船装载基础和风力发电机组，驶至风力发电机组的预定机位，然后固定船只位置；依先后顺序安装基础、塔筒、机舱和风轮，直至完成一台风力发电机组的吊装工作。

为了减少近海风力发电机组吊装的工作量，2006 年 Repower 的 5MW 风力发电机组的吊装采用了一种新方法。首先，在码头将塔筒直立地组装在支架上，接下来吊装机舱和风轮到位，然后通过特制的吊臂将风力发电机组整体（质量超过 600t）平移到吊装船上，运输到预先完成的四脚架多桩式基础附近，最后，再把风力发电机组整体提升，安放在基础上。

2）专用吊装设备。近海风力发电机组的吊装通常是通过水上浮式起重船或可移动的自升式钻塔装置来完成的，选用哪种设备取决于水深、起重机的性能和可用的船只。当使用起重船时，吊钩的提升高度必须高于风力发电机组的风轮机舱组件的高度。在浅水区，通常使用可移动的自升式钻塔，而在深水区，通常使用水上浮式起重船。

利用起吊驳船来安装近海风力发电机组是一种经济省时的方法，但对气候的要求比较严格，安装期间的风速和波浪的大小必须在规定范围之内。天气等客观原因也是影响工期的一个重要因素。

### 3. 近海风电场接入系统

近海风电场的接入系统与陆地风电场基本相同。通常，风力发电机组的出口电压为 690V，采用一台风力发电机组配备一台变压器的方式，变压器位于机舱内或塔筒底部，升压至 35kV。风力发电机组连接成放射网络，即多个风力发电机组和变压器单元通过海底电缆串联在一起，组成一条回路（一个风电场可能包含多条回路），接入升压变电站。每个回路所连接的风力发电机组台数由海缆的额定容量来决定。如果回路发生海缆故障，则需将故障海缆断开，以保证故障海缆前端的风力发电机组所发出电能的送出。一种冗余设计方案是将相邻两条回路的最末端风力发电机组采用一根联络电缆连接，正常时联络电缆断开，如果一条回路中发生海缆故障，则断开故障海缆，保证风力发电机组所发出电能的送出。为此，需要安装额外的隔离故障设备，其目标是保证尽可能多的风力发电机组与电网的连接。在冗余设计方案中，如果一条回路最前端风力发电机组附近发生海缆故障，两条回路的风力发电机组需要通过一条回路送出，海缆的额定容量必须承受两倍风力发电机组所发出的电能，因此每条回路所连接的风力发电机组台数必须少。目前，假定故障可能性和相关损失小于额外设备的成本，没有采用冗余方案。

通常近海风电场接入电力系统的设计方案如下：

1）升压变电站在陆地，多回出线、中压联网：适用于离岸距离几千米的中小型风电场，如丹麦 Middelgrunden 风电场（40MW）离岸距离为 3km，每台 2MW 风力发电机组塔筒底部配备一台 690V/30kV 升压变压器，采用双回 30kV 交联聚乙烯海底电缆在陆地上并入电网。

2）升压变电站在海上，单回出线、高压联网：适用于离岸距离远的大型风电场。目前，大型风电场主要采用这种联网方式，近海变电站将场内电压 35kV

升压至 110 ～ 150kV。如果风电场容量超过 200MW，可能需要多个近海变电站。近海升压平台的建造应遵循石油钻井平台的有关标准。

3）换流站在海上，高压直流联网：适用于离岸距离超过 25km、容量超过 200MW 的大型风电场。随着近海风电场规模的不断扩大，场址距离陆地的主电网越来越远，未来很可能采用高压直流输电（HVDC）联网，以减少输电损耗，改善电能质量和对电网的冲击。

送出海缆的故障将造成整个风电场发电量的损失，经济损失巨大。由于需要专用船只，可能需要几个月时间才能修复故障海缆。一种冗余方案是敷设路径不同的第二条备用海缆，但是成本过高，实施也有困难。在许多地方，由于环境条件限制，可能很难找到第二条电缆路径，有时可能也没有第二个陆地并网点。

风电场内部以及送出电缆均由敷设施工船放入海底。通常，施工船安装开沟犁系统，电缆盘固定在施工船的甲板上。首先，潜水员将电缆头与风力发电机组相连，然后施工船根据电缆路由进行电缆敷设。埋深应不小于 1.5m，在通航路径处敷设深度不小于 2m，施工船靠开沟犁挖沟后敷设。靠近风力发电机组 50m 范围内的电缆敷设可由潜水员配合高压冲泥，其余地方采用铺缆船施工。在采用铺缆船铺缆时，开沟犁和高压水联合作用形成初步断面，在淤泥坍塌前及时铺缆，一边开沟一边铺缆。最后，电缆接岸连接由人工配合高压水冲泥，人工敷设电缆到岸。如果海底表面为坚硬岩石，可在电缆上铺设石块或砂砾层，以减少捕鱼工具、锚以及海水冲刷对海底电缆造成破坏的风险。

### 4. 近海风电场运行和维护

（1）近海风电场运行　近海风电场的运行和维护与同等规模的陆地风电场相比要困难得多。在近海环境下，风力发电机组的安装和使用维护工作更加繁重，并且风力发电机组例行检修和维修时可否到达机组也是一个主要问题。即使在良好的气象条件下，由于受到许多因素的影响，如近海风电场到岸距离、近海风电场规模、风力发电机组的可靠性以及所采用的维护策略等，其运行和维护工作量也比陆地风电场大得多。

由于近海风力发电机组所有部件都暴露在近海环境条件下，恶劣的气象条件对风力发电机组可靠性要求更高。因此，为保证风力发电机组的可利用率，远程监控和目视检查尤为重要。

近海风电场运行时设备的故障率远远高于陆地风电场。例如，出现过电缆端部套管和绝缘损坏、变压器损坏、齿轮箱轴承损坏等情况，严重影响了发电量。

近海风力发电机组的定期维护通常半年一次（第一年更频繁），一般需要40～80人·时，大修为5年一次，大约需要100人·时。无法完成的维护（由于天气的原因）次数约占总维护次数的15%。

近海风电场运行费用比陆地风电场高5～10倍，其中海上起重船的每天费用是陆地起重机费用的10倍。而可供使用的起重船较少，需要从较远的地方运送到近海风电场。对于大型风电场（如100台风力发电机组），可以考虑购买一台专用的吊装船，用于风电场的安装和整个寿命周期的维护。对于小型近海风电场，租用吊装船可能更合算。现有近海风电场在其服役期（通常为20～25年）内的全部运行维护成本大约占项目总投资的60%～80%，而第一年的运行和维护费用可能更高。很显然，如果这部分预算估计不足，整个项目的财务分析就会出现严重偏差。

（2）近海风电场维护 在恶劣的气象条件下，由于海浪大、风速高和能见度低等因素，很难或无法靠近近海风电场进行例行检修维护。运送人员和设备的常用方法是船运，但只限于在良好的海情下。浪高超过1m会带来严重的健康和安全问题，并可能损坏设备。近海风电场设计、建设时，应考虑安全进入通道，通常安全通道有直升机、水下通道、接近海岸线的轮式平台、两栖交通工具以及用于冰冻时的小型海上气垫床或冰道等。

大多数风电场采用工作艇接送维护人员。因此，在风力发电机组设计中不仅要考虑部件的免维护性和增加状态监测系统，以及作必要的人性化设计，而且还要考虑如何保证维护人员在恶劣的近海环境气候条件下安全地到达风力发电机组，进行及时的维护和检修。

### 5.近海风电场项目投资

近海风电场的基础、接入电力系统和风力发电机组吊装等成本都大大高于陆地风电场，因此近海风电项目的投资成本高。1991年建设的第一个近海风电场的单位投资成本高达2 600欧元/kW，2002—2004年间全球建设完成了5个近海风电场，它们的单位投资成本在1 500～1 900欧元/kW之间。例如，丹麦Nysted风电场于2003年完成建设并投产运行，装机容量为165.6MW（72台2.3MW风力发电机组），总投资为2.73亿欧元，其中风力发电机为1.16亿欧元，支撑结构为4 400万欧元，电气系统为3 900万欧元，其他为6 900万欧元，折合单位千瓦投资为1 649欧元，各部分占比见表3-9。当然，由于不同项目的场址特定条件（如离岸距离、平均水深和海底岩土条件等）差别很大，因此不同项目的

单位投资成本会有很大的变化。

表 3-9　近海风电项目投资比例

| 名称 | 占比（%） |
| --- | --- |
| 风力发电机组 | 51 |
| 支撑结构 | 19 |
| 电气系统 | 9 |
| 风力发电机组和支撑结构（安装） | 9 |
| 电气系统（安装） | 6 |
| 测量和建设管理 | 4 |
| 保险 | 2 |
| 总投资 | 100 |

近海风电场基础成本很高，一般占总投资的 19.2%。对于陆地风电项目，通常风力发电机组成本占总投资的 70% 左右，而在该近海风电项目中风力发电机组仅占 51%。

尽管近海风电场的投资成本大，但风速高、湍流强度小，可能比同等容量的陆地风电场发电量增加 40% ～ 50%。另外，随着近海风电的大规模开发，建设运行经验的积累，大型风力发电机组和基础设计建造以及吊装等技术的进步，市场上将能够购买到更便宜的标准部件和设备，这无疑将降低其投资成本。

### 3.3.7　风电场开发及技术发展趋势

#### 1. 产业规模

一直以来，我国风电场开发企业以国有大型电力企业为主。目前，参与我国风电场投资开发的企业约有 60 余家，除几大中央企业以外，其他企业风电场开发规模都很小。总体来看，我国风电场开发企业可以大致分为以下几类：

（1）大型中央企业　包括国电（龙源）、大唐、华能、华电、中电投、中广核、中海油、中节能、神华（国华）、三峡、华润、国家电网、中国水利水电建设集团、中国水电工程顾问集团等。

（2）地方国有企业　如北京京能、天津津能、上海申能、山东鲁能、广东粤电、宁夏发电、山西国际电力、河北建投（新天绿色能源）、福建能源、福建投资开发总公司等。

（3）民营及外资企业　如黑龙江中宇投资、天津（河北）博得、中国风电集团、香港协鑫、山西云光风电、武汉凯迪、道达重工、通辽泰和、宏腾能源、港建新能源、UPC 等。

（4）参与风电场开发的整机制造商　如金风科技（天润）、歌美飒、浙江华仪、保定天威、长星风电、天地风能、湘电风能等。

2011 年中国前十家风电场开发商合计装机 1 342.8 万 kW，比上一年减少 66 万 kW；十家企业合计市场份额占全国新增装机的 76.2%，与 2010 年的 74.4% 相比增加 1.8%。

在 2011 年风电场新增装机较上一年出现小幅下降的情况下，国电集团（含龙源电力和国电电力）新增风电装机 386 万 kW，比上一年增加 37 万 kW，继续保持国内风电场开发商第一的位置。与 2010 年相比装机容量出现下滑的有：华能减少 94.2 万 kW，中广核减少 49 万 kW，新天绿色能源减少 18.5 万 kW，大唐基本持平，华电、国华、中电投、华润、京能都略有增加。

2011 年中国新增和累计风电装机前十名风电场开发商装机数据及市场排名情况分别见表 3-10 和表 3-11。

表 3-10　2011 年中国新增风电装机排名前十名的开发商

| 序号 | 开发商 | 装机容量 /MW | 市场份额 |
|---|---|---|---|
| 1 | 国电集团① | 3 860.5 | 21.9% |
| 2 | 大唐集团 | 2 235.1 | 12.7% |
| 3 | 华能集团 | 2 229.0 | 12.6% |
| 4 | 华电集团 | 1 104.0 | 6.3% |
| 5 | 国华 | 1 094.5 | 6.2% |
| 6 | 中电投集团 | 866.3 | 4.9% |
| 7 | 华润 | 796.1 | 4.5% |
| 8 | 中广核 | 527.0 | 3.0% |
| 9 | 京能 | 372.0 | 2.1% |
| 10 | 新天绿色能源 | 343.6 | 1.9% |
|  | 其他 | 4 202.9 | 23.9% |
|  | 总计 | 17 631 | 100% |

① 国电集团包含龙源电力和国电电力。

表 3-11　2011 年中国累计风电装机排名前十名的开发商

| 序号 | 开发商 | 装机容量 /MW | 市场份额 |
|---|---|---|---|
| 1 | 国电集团① | 12 861.3 | 20.6% |
| 2 | 华能集团 | 8 578.0 | 13.8% |
| 3 | 大唐集团 | 8 007.1 | 12.8% |
| 4 | 华电集团 | 3 829.9 | 6.1% |
| 5 | 国华 | 3 440.1 | 5.5% |
| 6 | 中电投集团 | 2 944.9 | 4.7% |
| 7 | 中广核 | 2 891.5 | 4.6% |
| 8 | 华润 | 1 773.4 | 2.8% |
| 9 | 京能 | 1 686.3 | 2.7% |
| 10 | 新天绿色能源 | 1 278.6 | 2.1% |
| | 其他 | 15 073.4 | 24.3% |
| | 总计 | 62 364.5 | 100.0% |

① 国电集团包含龙源电力和国电电力。

资料来源：CWEA

### 2. 发展特点与趋势

“十一五”期间，大型中央企业及地方国有企业成为中国风电场开发的主力军，中国近年开发的风电项目有近 90% 由这些企业投资建设完成。尤其是大型十兆瓦级风电基地的建设和海上风电项目的启动，使得风电项目规模越来越大，前期资金投入也随之增大，无形中给民营企业等其他中小型风电开发商提高了门槛，使它们的投资机会受到影响。进入“十二五”以来，国家提出风电大基地建设与分散式开发并举的指导思路，一些内陆地区开始因地制宜规划风电开发项目，这些项目数量较多，规模一般不大，为中小型风电投资企业带来了机会。

2011 年，我国陆地风电场建设静态平均投资成本已下降到 7000 ～ 8000 元 /kW，而风电场投资却出现明显降低。这主要是由于国家实行紧缩的货币政策，部分银行调低了风电等可再生能源信贷额度，使得风电开发企业通过银行贷款获得资金的方式遇到困难。因此，风电开发企业需要改变传统单一信贷渠道，通过其他融

资渠道募集资金，从而保证风电开发的可持续性。

2011 年，国家能源局结合我国风电场开发及运行维护管理当中出现的一些问题或现象，出台了《风电开发建设管理暂行办法》，明确了风电场项目审批流程，提出未经核准的风电项目，不享受电价补贴，项目建成 1 年后要开展评估，风电场运行信息要按时上报，风电场发生质量事故要上报等一些具体要求，这也成为风电开发商今后在项目审批、运行管理等方面需要统一的行为规范。

此外，国家能源局 2011 年还印发了《风电场功率预测预报管理暂行办法》，要求所有已并网运行的风电场在 2012 年 1 月 1 日前建立起风电预测预报体系和发电计划申报工作机制，并从 2012 年 7 月 1 日起正式开始运行。电网调度机构根据风电场传送的功率预测结果，综合考虑系统运行要求，按照优先调度风电的原则，编制风电场发电计划，并及时向风电场通报。新建风电场要同步建设风电预测预报体系和发电计划申报工作机制。这些规定有利于提高电网公司对风电调度的计划性，可在一定程度上增加风电的消纳比例，同时也对风电开发商在风电场运行管理方面提出了更高的要求。

# 第 4 章

# 风电与电力系统

## 4.1 风力发电的特点

风力发电与其他发电方式相比，有以下特点：

（1）风力发电是一种波动性电源　由于风速随时在变化，风力发电机组输出的电能也在改变，因此离网风电系统需要蓄电池储存电能，在无风或小风期间需要用电时由蓄电池供电，供电成本受电池的成本影响较大。并网风电系统一般风电电量在电网内的比例低于 20%，一般省级电网基本可以调节消纳并使系统电力达到平衡。在风电比例相当大的情况下，需要对风电的输出进行预报，供电网调度部门参考。如果电网利用风水互补、风核互补、风燃气机组互补，则可以减少风电波动性的影响。

（2）风电机组运行条件恶劣　风力发电机组常年在野外运行，承受十分复杂恶劣的交变载荷。当前国内外陆上主流风电机组的单机功率为 1.5 ～ 3MW，海上主流风电机组的单机功率为 3 ～ 6MW，设备的机体庞大，风轮直径和塔架高度都达到 65 ～ 120m，设计和制造、运输和安装比较困难。同时，在野外运行环境恶劣，北方冬季气温下降到 -40℃，南方沿海常年湿热，设计和制造比较困难。目前风力发电机组的设计寿命是 20 年，要求经受住 60m/s 的 11 级暴风，甚至 70m/s 的 17 级超强台风袭击，代表机组可靠性的可利用率要达到 0.95 以上。

（3）风力发电成本逐渐下降　过去 20 年风电技术进步很快，高科技含量大，机组可靠性提高，单机容量 3MW 以下的技术已经成熟，随着生产批量的增大和技术改进，占项目总投资 70% 的风力发电机组成本有可能降低，相对于燃煤火电发电成本的差距将继续减小。

（4）风电场可以分散建设　风电场与常规的火电厂和水电站比较，由于单机容量小，可以分散建设，资金比较容易筹集，基建周期短，有利于资金周转，及早还贷。风能资源分布的地域辽阔，有些地方资源丰富且具有电力负荷，分散安装风力发电机组可以就地消纳电量，减少长距离输电的损失。

（5）风力发电有利于环境保护　风电的突出优点是环境效益好，不排放任何有害气体和废弃物，不需要移民。风电场虽然占了大片土地，但是风力发电机组基础和道路实际使用的面积很小，不影响农田和牧场的正常生产。多风的地方往往是荒滩或山地，建设风电场也同时开发了旅游资源。

（6）风力发电综合效益好　风力发电还有增加就业机会、改善生活质量等社会综合效益等优点，促进地区经济发展。风电场虽然占用土地，但是风力发电机组基础和道路实际使用面积很小，不会影响农田和牧场的使用。风电场会产生噪声，偶尔也会伤及鸟类，但是采取一定措施后可以减少这种影响，有些地区风电场还可以成为当地的旅游资源。

## 4.2　电力系统的特点

电力系统是由发电厂、电网和电力用户三大主要环节，以及继电保护、调度自动化和通信系统等保证其安全可靠运行的辅助系统组成的网络系统，是由各环节和各个系统按规定的技术和要求所组成的相互紧密连接的有机整体。电力系统构成如图 4-1 所示。电力系统的基本功能和作用是将各种一次能源转换成可供各类用户方便使用的电能，并将电能传送和分配到每个用户。

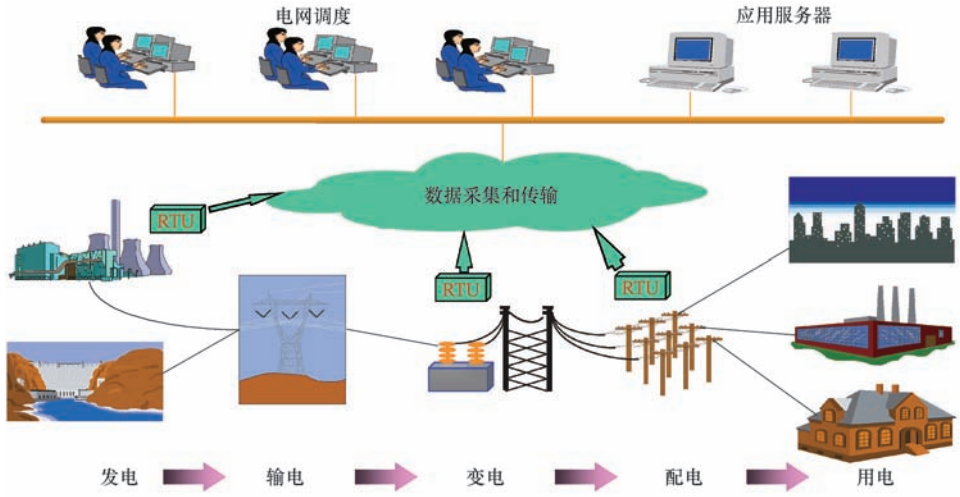



图 4-1　电力系统构成

电是电力系统向用户提供的唯一产品，这一产品的特征，一是目前不能大量存储，二是其传输速度和光速基本相同（大约每秒 30 万 km）。电力产品的这两个基本特征，客观上决定了电力系统生产和运行的如下特点：

一是从生产角度看，发电、输电、配电和用电必须在同一瞬间完成。因此，“同时性”和“整体性”是电力系统生产运行中最显著的特征和要求。这就意味着，电力系统的各个环节必须紧密连接，而且生产供应的各个环节（发电、输配电）及其所有设备单元必须按照规定的技术要求和运行规范，整体协调配合。任何一

个环节配合不好，都会直接影响整个电力系统的安全、稳定、可靠和经济运行。

二是从系统运行角度看，发电和用电必须时刻保持平衡。即在每一个时刻，电力系统中电源发出的功率（即发电出力）和用户使用的功率（即用电负荷）要相平衡。在任何时段中，电源发出的电量和用户消耗的电量要相等。在实际运行中，电力用户的用电需求是“随心所欲”变化的，因此，电力系统瞬时平衡的运行状况和对用户连续、可靠的电力供应，必须通过电源环节可控、在控的电力生产（即发出电力）以及电网环节充裕的输配能力来实现。在这种瞬时平衡控制中，电力调度扮演着重要角色，是维持电力系统安全、稳定运行的控制中枢。

三是电力供应必须是连续的、不可中断的。由于目前电能无法大量储存，因此电力用户的用电需求必须依靠电力系统以连续、不可中断的方式予以供给。所以，确保系统安全、稳定、可靠运行，保证以质量合格的电能对用户连续供电，是电力系统运行管理中的核心内容，是所有发电厂必须遵守的第一准则。

我国电力系统的特点主要包括以下几方面：

### 1. 火电依然是最主要的电源形式

截至 2011 年，我国火电装机占全国总装机的比例为 72.5%，依然是最主要的电源形式。我国火电装机容量增长快速，水电装机容量虽然也有大幅增长，但比例却有所下降，2011 年水电比例为 21.8%。核电、风电、生物质能等其他能源装机的快速增长主要发生在 2003 年后，虽然增长迅速，但总装机容量相对较小。

### 2. 电源布局仍以就地平衡为主

2011 年我国华北、华东、华中和南方地区的装机比例上升，分别占全国的 24%、22%、22%和 18%；东北和西北地区的装机比例下降，分别占全国的 7%和 8%。总体来讲，1978—1999 年间，我国的电力工业布局一直以就地平衡为主要发展模式，负荷增长快的地区，装机增长也相对较快。1999 年以来，随着电网电压等级和跨区输送能力的不断提高，跨区送电量不断增大，但整体来说还是以就地平衡为主。

### 3. 各大区电网之间均已基本实现互联

目前我国电网大致可以分为华北、华东、华中、东北、西北和南方六个大区电网，华北、华东、华中、东北和南方电网最高电压等级均为 500kV，西北电网最高电压等级为 750kV。2006 年 8 月，晋东南—南阳—荆门 1 000kV 高压交流试验示范工程获得国家核准，进入全面实施阶段。2007 年 4 月，向家坝—上海±800kV 直流特高压工程获得国家核准并开工建设。目前，这两条特高压输电线

路已经投入运行。

目前我国各大区电网之间均已实现互联。华北与东北电网通过姜家营—高岭双回交流 500kV 线路实现联网，华中与华北通过辛安—安阳交流 500kV 线路实现联网，形成了东北—华北—华中同步电网。华东与华中电网通过葛洲坝—上海、三峡—上海和三峡—常州三回 ±500kV 直流线路实现互联，华中电网通过三峡—广东 ±500kV 直流线路实现与南方电网互联，西北与华中电网通过灵宝直流背靠背工程实现直流异步联网。从各区域内部来看，也基本实现了省间电网的多回强联系。

### 4. 节能发电调度模式已正式实施

2007 年 8 月，经国务院办公厅批转的《节能发电调度办法》正式实施。所谓节能发电调度，是指在电力调度的过程中，优先安排可再生、节能、高效、低污染的机组发电，限制高耗能、污染大、违反国家政策和有关规定的机组发电。该办法的核心以“单位能耗”和“污染物排放”为电力调度最重要的依据。其基本原则是，以确保电力系统安全稳定运行和连续供电为前提，以节能、环保为目标，通过对各类发电机组按能耗和污染物排放水平排序，以分省排序、区域内优化、区域间协调的方式，实施优化调度，并与电力市场建设工作相结合，充分发挥电力市场的作用，努力做到单位电能生产中能耗和污染物排放最少。

### 5. 电力供需进入新一轮“平衡－紧张－缓解”周期

“十五”期间，随着我国工业化进程进入重工业化时期，在高耗能行业快速发展的带动下，国民经济持续快速发展，用电加速增长。2001—2005 年，全国 GDP 年平均增速为 9.5%，而全社会用电量增长速度年平均达 12.9%，用电增速高于 GDP 增速 3.4 个百分点。2005 年，全社会用电量达到 24 767 亿 kW·h，是 2000 年的 1.84 倍。

“十五”初期（2001—2005 年），我国电源投产严重滞后，每年投产机组均不足 2 000 万 kW，年均增速低于 6%，电力装机严重不足导致 2002 年后，部分地区开始电力供应紧张并持续加剧。2003 年网厂分开改革以后，全国发电装机容量快速增长，新增装机规模连创历史之最，2004 年、2005 年，全国发电装机规模连续跨越 4 亿 kW、5 亿 kW 两个台阶，2005 年全国新增装机容量超过 7 000 万 kW 的历史最高水平。“十五”期间，全国共新增装机容量 1.98 亿 kW，年均增速超过 15%，到 2005 年年底，全国发电装机容量达到 5.17 亿 kW，电力供需矛盾得到缓解。

“十一五”期间，我国电力建设加快，发电装机容量从2005年年底的5.17亿kW增加到2010年年底的9.5亿kW，年均增长8 000多万kW。电网方面，建成了1 000kV特高压交流试验示范工程和±800kV特高压直流示范工程，电力供应能力总体较为充裕，全面支撑了我国经济社会高速发展，为实现国内生产总值年均增长约10.5%做出了重大贡献。到2011年，我国发电装机容量已达到10.56亿kW，年发电量47 217亿千瓦时。

2001—2011年，我国电力弹性系数始终大于1，装机的快速增长使得长期困扰我国的电力供应不足的矛盾从根本上得到缓解。受电力供需形势的影响，全国火电设备年利用小时数由2001年的4 758h上升到2004年的5 991h。2005年后，随着发电装机容量的快速增长，发电设备年利用小时数逐步下降，2011年回落到4 731h。2001—2011年电力供需形势经历了“供需平衡—供需矛盾不断加剧—供需形势缓和”的新一轮周期。

### 6. 电网建设滞后于电源建设

新中国成立以来，我国长期处于缺电状态。为解决电力供应不足的问题，电力建设资金重点投向了电源项目，客观上忽视了对电网发展重要性的认识，逐渐形成了“重发轻供不管用”的落后理念。以电力工业投融资体制为例，1996年之前，电网项目仅作为电源项目的配套工程，当资金不足时，只能确保电源建设资金，削减电网建设资金。1978—1995年期间，电网投资占电力行业投资的比重基本都在30%以下，电网建设远远落后于电源建设。

1996年以后，电网项目开始实行独立立项，但由于电网投资体制和回收机制不完善，电网建设缺乏稳定的资金来源，电网发展一直未能步入健康的发展道路。1996—2000年，由于大规模的城乡电网改造，电网投资比重有所增加，电网投资占电力投资比重一度达到了42.82%。

近年来，国家电网公司不断加大电网投入，电网建设滞后的局面才有所缓解。但我国历史上形成的电网建设滞后于电源建设的局面尚未根本扭转。自2003年以来，电源建设加快，机组大规模投产，电网在电力工业投资中的比重一直在35%以下，2005年达到最低的26%。2006年以来，电网投资力度开始加大，电网投资落后于电源投资的趋势略有改善，2007年达到33%，但仍处于较低水平。与发达国家相比，法国、日本、美国电网与电源的投资比例分别为7∶3、6∶4和5.5∶4.5，而我国的电网电源投资比例总体为4∶6，与发达国家6∶4的平均水平相比有明显差距。特别是近年来，我国电源建设速度进一步加快，加剧了电网发展滞后的矛盾。

## 4.3 风电与电力接入系统

### 4.3.1 欧洲、美国风电并网现状及管理经验

#### 1. 欧洲风电并网

目前，风电占欧洲电力供应的 5% 以上，作为成本最低的可再生能源技术，陆上风电将成为欧盟到 2020 年实现可再生能源占比 34% 的目标的最大贡献者。欧盟委员会发布的一份公告称，到 2020 年风电可占其电力供应的 20%，到 2030 年风电占比可以达到 33%。随着进一步的研发努力和未来十年电网基础设施建设的投入，到 2020 年风电可以满足欧盟电力需求的五分之一，到 2030 年达到三分之一，到 2050 年达到二分之一，如图 4-2 所示。

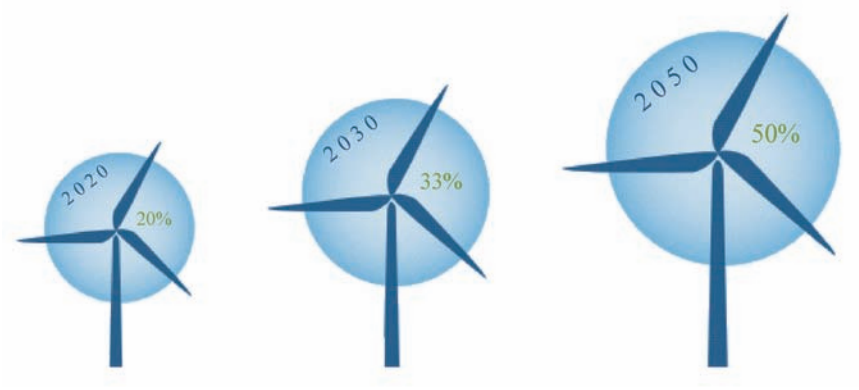



图 4-2 欧洲风电在电力结构中的占比规划

资料来源：欧洲风能协会（Europe Wind Energy Association，EWEA）

尽管陆上风电技术已比较成熟，但是欧洲的电网基础设施多建于 20 世纪，主要是以集中的煤电、水电、核电和天然气电力为基础。未来可再生能源电力的高渗透率需要欧洲进行电网改造。到 2020 年，欧洲的大多数可再生能源将由陆上风电提供，其后海上风电的作用也将逐渐凸显；到 2050 年，欧洲海上风电在其电力结构中的占比将达到 20% ～ 50%。为促进风电并网，欧洲将加大电网投资，构建新型现代化海上电网，对陆上电网进行重大改进。

大规模的风电并网会给整个产业链的各类利益相关者带来挑战，从发电、输电、配电到电力交易和消费者，都会受到影响。为实现风电成功并网，需要解决以下几方面的问题：①系统设计和运行；②风电的并网连接（电网规范和电力质量）；③网络基础设施（拥堵管理、网络延伸和加强、海上风电的具体问题、电

网互连、智能电网）；④方便风电并网的电力市场设计问题（电力市场规则）。上述每个领域都存在技术问题和制度挑战。风电并网的主要问题涉及改变电力系统的设计和运行方案，风电场维持稳定可靠供应的连接要求，输电和配电网基础设施的延伸和升级。同样，还需要克服制度障碍和电力市场障碍。

不充分竞争和市场扭曲也是欧洲风电并网的障碍，包括对小型及分布式风力发电企业的市场准入门槛，在分配跨境容量时缺乏相邻市场的现货市场价格信息。欧洲风能协会认为：应向所有电力市场参与者提供透明的、定期更新的信息，以便分析最佳市场机会，这不仅可以确保更加公平的市场行为，而且可以市场化和非歧视的方式提供最佳的不平衡管理；应该建立充分的市场监督机制；主管部门必须能够获得所有相关信息，以便对市场活动进行监督。

为了更好地保证风电并网，欧盟启动了相关研究工作，主要研究领域包括以下几方面：

1）寻找海上风电场和高压交流电网及高压直流电网进行电网连接的解决方案，开发多终端高压直流电网。

2）可以提供系统支持的风电场，以及新颖控制和运行模式，如虚拟电厂。

3）考虑未来电力系统设计，提高灵活性，平衡电力系统和市场运行。

4）输电技术、架构和运行工具。

5）更积极的配电网络和分布式可再生能源管理及需求侧响应工具。

6）规划和运行工具，包括负荷及发电建模、风电短期预报、平衡和拥堵管理的市场工具。

随着欧盟新立法的落实，最主要的是发电企业和网络所有者及运营商之间的第三批自由化一揽子方案的落实，必须对发电企业和系统运营商之间的技术要求进行更为清晰的定义。可再生能源的引入使这一进程更加复杂，在一些国家甚至延误了风电并网规范要求的形成。

为了促进欧盟范围内的风电并网，需要统一各国风电并网技术规范要求。欧洲风能协会提出了欧洲电网技术规范统一的两步走思路，第一步是结构统一，第二步是技术统一。结构统一包括建立一个电网技术规范模板，具有固定和通用的结构（顺序和章节）、术语、定义、参数和单位。结构统一的主要目标是建立一个高效并网规范布局的可接受框架。技术统一是一个更加长期的过程，要根据前述新并网规范对现有并网规范参数进行改造。该过程的落实要通过与输电系统运营商、风电行业及监管机构合作进行。

为促进海上风电及其他海上能源的发展，欧洲提出了建设海上电网的规划，建设海上电网可能会花费数十年的时间，即使是只安装一条线路也是个漫长的过程（主要是许可流程）。根据目前的方案，连接风电场和电力系统的跨国海上电网可以安装模块化的方式分三阶段建造。

第一阶段：实现地方（国家）电网互联。各国把海上风电连接到国家电网。为实现各国电力系统之间的贸易，需要建立点到点的互联器，识别风电的陆上连接点。由输电系统运营商规划和建设专用高压直流海上输电线连接聚集在一起的风电容量。建立海上输电专用监管体系，使输电系统运营商能够通过国家电力市场收回投资。要对陆上输电设施进行必要的加固，筹备多边电网规划。同时加速开发 VSC-HVDC 技术并实现标准化。

第二阶段：过渡到跨国互联电网。对电网进行多边规划，规划和落实海上风电场专用长输线路。开展把海上风电连接到不同市场的试点项目。根据运行经验对 VSC-HVDC 技术进行测试和优化，对规划的海上风场进行调整，以便能够通过现有连接器连接到电网上。

第三阶段：实现跨国互联电网，跨国海上电网要逐步落实。要建设规划线路，在适当的情况下，风电场要进行互联，或连接到不同海岸。

为促进欧洲风电并网的发展，欧洲风能协会提出了欧洲到 2010 年、2020 年、2030 年、2040 年和 2050 年时的包括风电在内的可再生能源电力系统规划蓝图，旨在说明在电网基础设施完备且市场全面一体化的前提下，如何在 2050 年欧洲电力系统中完全实现可再生能源并网。电网图由 5 个不同年份（2010 年、2020 年、2030 年、2040 年和 2050 年）的图构成，每张电网图都注明了主要的发电区域、用电区域以及输电通道沿线相应的主要功率潮流，以供分析主要发电容量、主要输电线路以及特定电源沿输电线路的主要功率潮流在不同时间的发展趋势。

2010 年，可再生能源在欧洲的电力系统中扮演着重要的角色。风能是继水力之后的第一大可再生电源，满足了欧盟大约 4.8% 的电力需求。风能在德国北部、丹麦和伊比利亚电力系统中也占据了相当大的份额。

2020 年是欧洲《2009 年可再生能源指令》的目标年份。2020 年欧洲电力系统规划图表明可再生能源日益重要。2020 年预计供应 230GW 风电（其中 40GW 是海上风电），满足欧盟 14% ～ 18% 的电力需求。风能在北海周边国家、波罗的海和伊比利亚半岛变得更加重要。

2020—2030 年，欧洲可再生能源大幅增长。这得益于北海海上电网的发展，

风电在北海周边国家占据主导地位。同时光伏发电（PV）和太阳能聚热发电（CSP）在南欧电力系统中日益重要，生物质能在东欧电力系统中也日益重要。

2040 年，随着用电需求不断增长，欧洲电力市场一体化程度将逐渐提高，可再生能源比例水平也将大幅提高。北海与波罗的海周边国家的风电、斯堪的纳维亚半岛和阿尔卑斯山的水电、南欧的光伏发电与太阳能聚热发电、东欧的生物质能以及北大西洋地区的海洋可再生能源均发挥作用。

2050 年，欧洲必要的电网基础设施已经完备，市场一体化全面实现，电力系统完全使用可再生能源发电。风电将满足欧洲 50% 的用电需求，并在北海和波罗的海地区、伊比利亚半岛、法国南部、意大利中部占据主导地位。斯堪的纳维亚半岛、阿尔卑斯山和伊比利亚半岛的水电可用于平衡各种可再生能源发电。光伏发电和太阳能聚热发电在南欧电力市场发挥重要作用，而欧洲中东部国家主要发展生物质能发电。

### 2. 美国风电并网

目前美国有三大互联电网，即东部互联（The Eastern Interconnection）电网、西部互联（The Western Interconnection）电网和得克萨斯电网。

北美电力系统包括了美国东部、西部和得克萨斯以及加拿大魁北克 4 个互联系统。美国的三大联合电网之间只有非同步联系，东部和西部两大互联系统之间有 220kV 联络线与直流“背靠背”换流站互联。东部和西部互联电网分别与加拿大的魁北克、安大略以及滨海地区的电网并网运行。西部的加利福尼亚电网和墨西哥电网同步运行。得克萨斯电网是孤立电网。

1968 年美国成立了电力可靠性协会，制定电网运行安全性准则。1981 年加拿大和墨西哥等电力公司加入后改称北美电力可靠性理事会（North American Electric Reliability Council, NERC）。

根据美国电子工业协会（Energy Information Administration，EIA）2009 年 1 月 21 日发布的数据，2007 年美国的总发电量约为 4.157 万亿 kW·h。2007 年夏季美国电网装机容量及电力结构如图 4-3 所示。

据美国风能协会公布的报告，2008 年在美国全部发电装机容量中，风电装机与天然气发电装机容量合计占美国新增发电装机容量的 90% 左右，其中风电装机占 42%。

截至 2008 年年底，美国风电累计装机 25 170MW，已跃居世界第一位，风电已提供其 1% 的电力需求，正在建设中的风电项目有 4 451MW。根据美国风

能协会公布的数据，美国风电装机前十位的州见表 4-1，得克萨斯州累计装机 7 116MW，位列美国第一位，正在建设中的项目 1 651MW。根据美国风能协会（AWEA）的统计数据，部分电力公司销售的风电比例已经超过 10%。

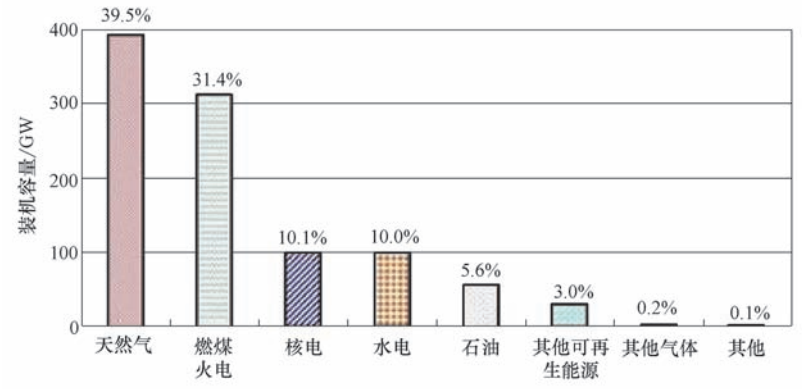



图 4-3　2007 年夏季美国电网装机容量及电力结构

数据来源：美国能源信息署，表 EIA-860，“年度发电装机报告”

表 4-1　2008 年年底美国风电累计装机排名前十位的州

| 州 | 目前已装机容量 /MW | 建设中的项目装机容量 /MW | 名次 |
|---|---|---|---|
| 得克萨斯 | 7 116 | 1 651 | 1 |
| 爱荷华 | 2 790 | 20 | 2 |
| 加利福尼亚 | 2 517 | 275 | 3 |
| 明尼苏达 | 1 752 | 0 | 4 |
| 华盛顿 | 1 375 | 70 | 5 |
| 科罗拉多 | 1 068 | 0 | 6 |
| 俄勒冈 | 1 067 | 250 | 7 |
| 伊利诺斯 | 915 | 201 | 8 |
| 纽约 | 832 | 464 | 9 |
| 堪萨斯 | 815 | 199 | 10 |

美国风能资源可用性和电力需求在地理位置上不是正相关的，和使用的时间也不是正相关的。美国仅有 7% 的人口居住在风能资源潜力大的前十个州，在目前兆瓦级的大多数风能资源丰富地区，风电的高峰出力通常发生在相对低的电负荷需求时段。

根据美国能源部 2008 年 5 月公布的计划，提出了 2030 年风电装机达

到 3 亿 kW，将满足美国 20% 电力需求的目标。该规划主要有以下几点：

1）1 000kV 的高压直流输电线路，用于大容量、远距离电力传输。

2）新建 765kV 交流线路作为对现有输电系统的补充，从而 765kV 高压输电线路作为届时美国输电的主干网络。

3）交—直—交连接。美国的输电系统大多使用的是交流线路，用电设施依靠交—直—交转换控制两个独立输电系统间的能流。美国将投入超过 5 000 万美元的资金，用于变流器和逆变器的采购、安装、维护，从而保证美国电力系统的互联。

此外，北美电力可靠性理事会（NERC）于 2009 年 4 月召开了规划会议，并发表了专题报告，报告认为应通过提高风力发电功率预测技术、电力系统规划技术以及电网运营和管理水平，开发需求侧相应的储能技术，通过更大范围的平衡风电等措施，提高电网接纳风电的能力。

美国《复苏与再投资法案》第 301 条规定，财政部有义务为“至少一个界标在西部地区电力管理局服务范围内的电力传输线路及相关设备，新建或改建时的施工、融资、推进、规划、运营、维护或调研工作”提供总额累计不超过 32.5 亿美元的贷款。第 405 条规定，财政部需要为先进的电网技术示范项目提供项目金额 50% 以内的财政支持。第 1705 条规定，财政部在本条条款下为 2011 年 9 月 30 日（含）之前动工的输电系统，包括升级改造项目，提供担保。

从技术上而言，在更大的电网区域或市场内运行是减小风电对电网影响和接入成本的优化选择。目前美国大约有 140 个平衡区域。每个平衡区域在区域内自己调节负荷和发电的平衡，并满足 NERC 的要求。一般来说，更大的平衡区域有两个优点。首先，更大的平衡区域有更多的能力接受风电，因为它可以有更多的发电资源提供辅助服务；其次，更大的平衡区域有地理分散的优势，可以平滑风电出力的变化。在 2004 年，明尼苏达州最大的电力公司 Xcel Energy 研究了 15% 的风电穿透率（相当于 12% 的电量），对于单个控制区域，估计风电的接入成本为 4.60 美元/(MW·h)；2006 年在该州所有的控制区域内进行接入研究，风电的穿透率相当于 25%的电量，接入成本却是 4.41 美元/(MW·h)。同时纽约州的独立分析表明，在单个平衡区域比在州内平衡，1h 的、5min 的和 6s 的变动都更大。

### 4.3.2 我国部分地区的高比例风电接入电网实际经验

本节以我国内蒙古西部地区（以下简称“蒙西”）风电并网、消纳为例，介

绍我国局部地区高比例风电接入的实际经验。

### 1. 蒙西电网风电并网现状

蒙西电网自 2005 年起历年风电装机容量如图 4-4 所示，一直维持了快速增长的趋势。截至 2011 年年底，总风电装机容量 8 745MW，位列全国省级电网之首。截至 2012 年 4 月底，总风电装机容量 8 893MW，同比增长 29.25%，风电装机容量占全网总装机容量的比例达到了 21.42%。2012 年风电装机容量突破了 11 000MW。

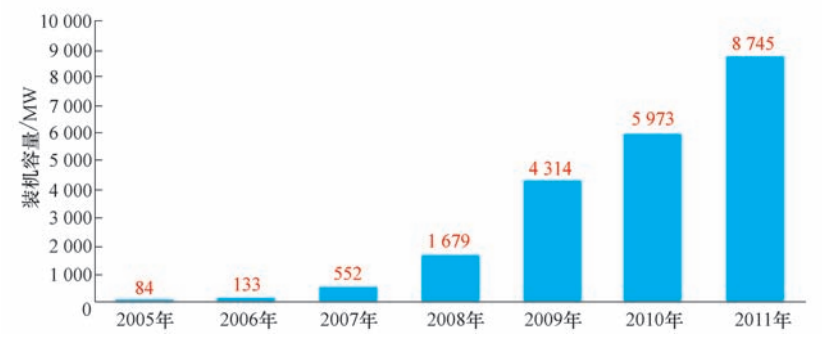



图 4-4　蒙西风电历年装机容量

2011 年，蒙西电网总风力发电量为 132.3 亿 kW·h，同比增加 27%，占全网发电量㊀的 8.72%，占总供电量的 9.8%。而日风力发电量占用电量比例最大值达到了 28%。风电平均利用小时数为 1 926h。

2011 年同口径统计风力发电量占总供电量的比例，甘肃电网、吉林电网分别达到 9.7% 和 7.6%；日风力发电量占用电量比例指标，甘肃电网、吉林电网分别为 25% 和 21%。可见，我国三北地区风电集群的风力发电量占总供电量的比例都接近 10%。

2011 年 1 月至 2012 年 4 月蒙西风电月发电量统计如图 4-5 所示。2012 年 1—4 月累计风电发电量 51.5 亿 kW·h，同比增加 21.9%。2012 年 1—3 月日风电发电量最大为 7 511 万 kW·h（3 月 17 日），占当日上网发电量的 20.9%。

2012 年 4 月蒙西电网风电日发电量历史性破亿千瓦·时，全月发电量高达 23.6 亿 kW·h，全月逐日发电量如图 4-6 所示。其中，2012 年 4 月 26 日风电日发电量达到 1.11 亿 kW·h，创下我国省级电网单日风电上网电量之最。

㊀ 风力发电的统计口径包含统调风电和地调接入风电，但不包含分布式接入风电；总发电量 = 总供电量 + 输电网网损；总供电量 = 本地（一般是省内）负荷供电电量 + 联络线外送电量；输电网网损一般为 1% ～ 3%。

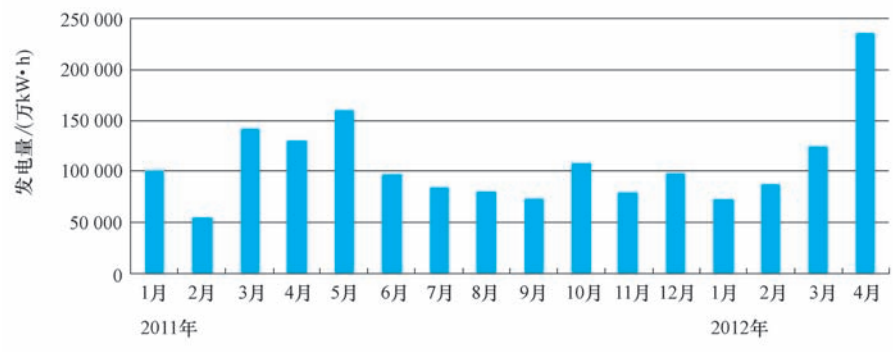



图 4-5　2011 年 1 月—2012 年 4 月蒙西风电月发电量统计

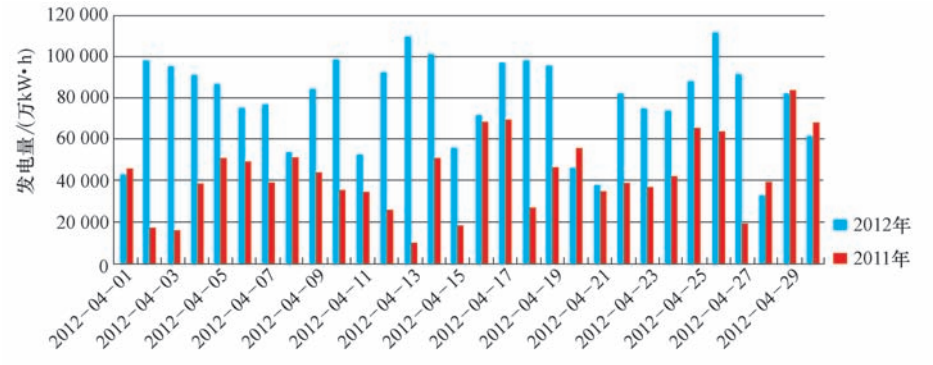



图 4-6　2012 年 4 月蒙西风电日发电量及同比数据

2012 年 1—4 月全网风电平均利用小时数 595h，同比下降 29h，如图 4-7 所示。其中 1—3 月平均利用小时数 110h，4 月份利用小时数为 265h，环比有大幅度增加。

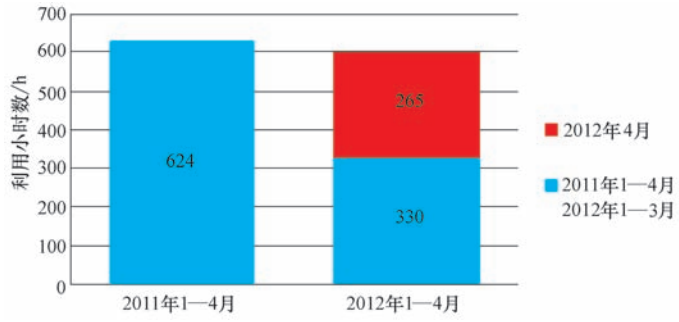



图 4-7　2011 年和 2012 年 1—4 月蒙西风电利用小时数对比

根据蒙西地区各风电场上报弃风电量统计数据，2012 年 1—4 月弃风电量总和为 26.4 亿 kW·h，占理论总可发电量的 33.92%。其中 1—3 月弃风电量 21.04 亿 kW·h，4 月弃风电量为 5.36 亿 kW·h，如图 4-8 所示。

整体来看，蒙西电网风电利用达到了较高水平，其装机容量及发电量均位列全国省级电网之首。2012 年 4 月，蒙西风电利用水平有大幅度提高，4 月 26 日风电日发电量最大达 1.11 亿 kW·h，占当日上网电量的 30.5%㊀。风电运行与风资源特性密切相关，波动性特点突出，蒙西电网控制调节性能较差，很难独立稳定运行，需要火电配合调节，因此风火机组的矛盾和协调是风电调度运行的核心和关键。风电消纳对电力系统运行产生影响，其波动性增加了系统的调峰负担，对系统全网供电和东送华北联络线的区域控制偏差（ACE）调整带来较大影响。

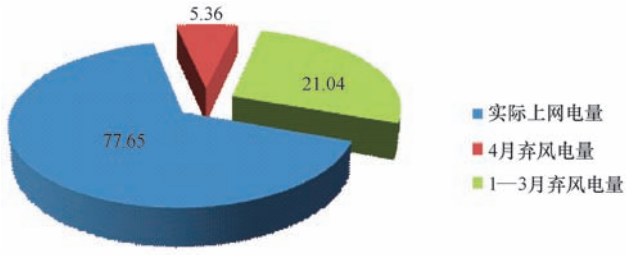



图 4-8　2012 年 1—4 月蒙西风电弃风电量统计（单位：亿 kW·h）

## 2. 蒙西电网风电并网的经验总结

（1）高度重视风电在能源发展中的战略地位　近年来，内蒙古自治区政府、内蒙古电力公司和发电企业将风电等新能源发展放在能源发展战略的突出位置，高度重视和推动风电并网运行及消纳工作，努力协调风电与传统能源发电在电力建设、系统运行和调度管理等方面的关系，深入挖掘技术、管理和政策方面的潜力，在保持风电快速增长的同时，风电消纳水平稳步提高。作为目前国内风电接入容量最大的省级电网，内蒙古电力公司针对风电并网运行累计投资 40 多亿元，以提高本地区风电消纳能力为目标的电网建设，区内电网灵活输送能力及电力系统资源互济能力得到加强，因电网阻塞引起的风电出力受限降低，消纳风电能力在电网负荷没有明显增加的情况下逐步提高，为在现有电网条件下提高风电等可

㊀ 该比例的统计口径按 2012 年 4 月 26 日蒙西电网上网电量总计 3.63 亿 kW·h 计算，其中包括统调负荷供电量 2.76 亿 kW·h，联络线东送电量 0.87 亿 kW·h。上网电量不包括自备电厂向自身负荷供电的 1.27 亿 kW·h。当日蒙西电网全网机组总发电量为两者之和，共计 4.90 亿 kW·h。

再生能源消纳比例进行了有益的探索。

（2）积极推广应用风电调度新技术新方法　随着网内风电装机规模的增加，作为区电网第二主力电源的风电对电网正常运行和调整造成的影响进一步加大。为掌握风电运行规律，尽可能提高系统接纳风电规模，内蒙古电力公司与自治区气象局合作，建立了风电调度技术支持系统及风电运行气象服务体系，实现了基于数值天气预报模型的全网风电中短期功率预测功能。立足气象资料技术支持，综合利用多种预测工具，对风电中短期出力特性进行更加准确的趋势研判，在此基础上优化合理安排机组开机方式，并对区内电力系统进行精细化控制。在月度运行方式中，统筹考虑区内火电及风电的季节性特点，合理安排各类机组运行方式，通过核定火电机组最小运行方式和各电厂调峰能力，在线监测供暖负荷，实时测算火电调节能力，适时停备部分热电机组等措施，最大程度上接纳风电上网电量，为电网接纳更多的风电创造了条件。

（3）努力探索风电调度新模式　为充分利用华北电网优势，帮助区内消纳低谷风电电力，内蒙古电力公司在华北电网的大力支持下，积极开展跨区可再生能源联合调度。通过申请华北电网增加低谷东送电力容量及加大输送灵活性，加强了区域间系统波动平抑能力，降低了电网旋转备用需求，在不增加总体外送电量的同时，实现了更广域的风电消纳，提高了调峰资源的利用效率。为应对风电波动性及间歇性特点，内蒙古电力公司积极开展调度模式创新，将风电由日前调度模式调整为实时调度模式，使电网对风电的调度反应时间降到小时之内，实现了调度对风电变化的快速调整，调度效率和消纳能力也随之大幅提高。

（4）加强风电并网研究和风电调度自动化系统建设　内蒙古电力公司针对蒙西地区风电发展实际状况，积极开展接入系统专题研究和安全稳定运行专题研究，提出了风电场安全并网运行的新思路、新要求，如推行风电场恒电压控制、改造风电场接地方式、协调继电保护整定等，为提高风电消纳能力发挥了重要作用。内蒙古电力公司不断加强风电运行监控以及风电调度自动化能力建设，一方面积极开展风电场有功、无功、电压和运行状态等信息的接入工作，完成了区内80多家风电场监控系统建设，实现了风电场单台风机的运行实时信息的在线采集；另一方面投入3 000多万元，建立并完善调度自动化系统及风电调度技术支持系统，为未来开展风电场集控工作奠定了坚实的基础。

未来，从内蒙古当前风电建设运行的情况及面临的挑战来看，可从以下方面进一步挖掘风电发展的潜力。

1）理顺供热机组和风电协调运行的管理体制。要根本解决北方供暖期供热机组和风电运行的深层次矛盾，建立适应风电与火电协调运行的管理体制。一方面，经济运行主管部门应根据当地风电建设和投运情况，在编制年度发电计划时，为风电预留出更多的电量空间；另一方面，也应适度考虑供热机组调峰所付出的代价，建立起有利于风电协调运行的辅助服务补偿机制，充分调动各方面的积极性。

2）明确自备电厂参与风电等可再生能源电力调峰的责任。对自备电厂参与风电等可再生能源电力调峰工作，全国尚没有统一的规定，建议有关部门尽快明确自备电厂对可再生能源电力的调峰责任，要求自备电厂按负荷用电规模，合理承担可再生能源电力调峰义务。

3）优化电源结构，积极建设灵活调节电源。为解决电源结构以火电为主，调峰能力不足的问题，内蒙古应加快抽水蓄能等灵活调节电源的建设，改善电力结构，增加系统的灵活性，提高风电消纳水平。

4）加强负荷侧管理。积极推行峰谷电价、分时电价等负荷侧综合管理政策，促进用电负荷从高峰期向低谷期转移，从而改善系统整体的负荷特性，降低整个系统的调峰压力，为高比例消纳风电创造良好的条件。

5）积极开展相关示范工程试点，改善风电消纳条件。积极开展风电供热、风电为高载能项目供电、热电厂安装蓄热锅炉等示范工程试点，制订并出台与试点项目配套的鼓励措施，探索扩大风电就地消纳的新途径，为解决风电消纳难题开创新思路。

6）进一步扩大内蒙古风电消纳的范围。考虑到内蒙古是国家重要的能源基地，跨区消纳是提高内蒙古风电消纳水平的重要途径，建议国家加快蒙西电网外送通道建设，促进风电的消纳，推动内蒙古能源结构调整和节能减排工作的顺利开展。

### 4.3.3 非并网风电海水淡化系统

为降低成本，国内外大部分海水淡化厂都是和发电厂建在一起，采取海水淡化工程和电力联产联供的建设模式。但要在海边专门为海水淡化而新建火电厂，不但会消耗大量的一次能源，还会造成新的环境污染。为降低海水淡化成本，减

小对环境的影响和对化石能源的需求，将海水淡化和新能源有效结合，如发展风能等可再生能源直接向海水淡化工程提供能量，是近年海水淡化发展的主流方向，这种结合不但解决了风电上网难题，也实现了可再生能源就地 100% 消纳、利用。图 4-9 所示为非并网风电海水淡化系统结构图。

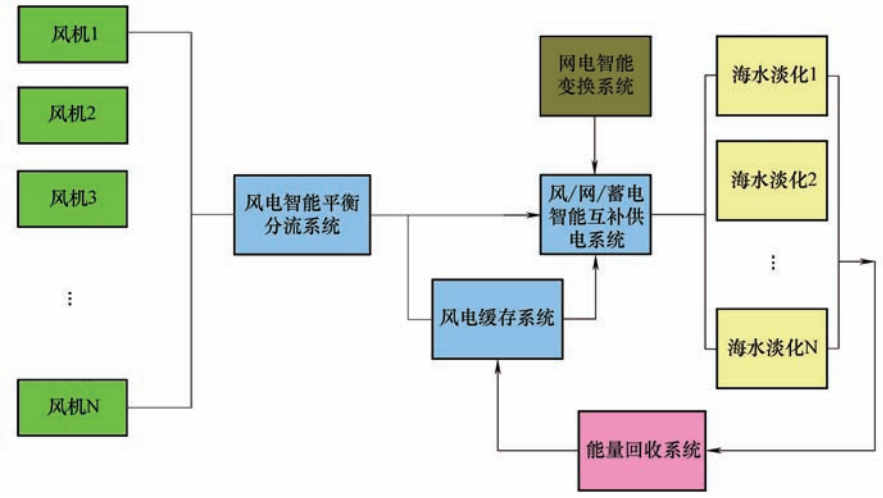



图 4-9　非并网风电海水淡化系统结构图

2007 年，国家科技部“973 计划”重点基础研究项目“非并网风电大规模应用”在这方面进行了积极探索，取得了一系列具有国际领先水平、有实用价值、可进行产业化推广的科研成果。2011 年，作为我国首个非并网风电多元化应用，“中国—加拿大政府国际科技合作项目”风电海水淡化示范工程在江苏沿海建成，如图 4-10 所示。日产 100t 淡水风电海水淡化装置和日产 120m$^3$ 氢气的风电制氢系统同时成功运行。

非并网风电海水淡化系统提供了一种适应风电特性、100% 应用风电进行海水淡化的工业化生产系统，具有良好的经济效益。一是海水淡化能耗低且以风电为主。示范工程运行表明，吨水能耗仅需要 3.6kW·h，其中 90% 以上为风电，这与传统能源供给以网电为主的海水淡化工程相比，能耗成本要低得多，有效实现了低成本海水淡化。二是解决了风电上网难的问题。非并网海水淡化系统解决了风电并网难的问题，突破了风电在电网中的比例不超过 10% 的局限，也不会给电网带来冲击。三是双重优惠政策进一步降低海水淡化成本。非并网风电海水淡化包括风力发电和海水淡化两个战略性新兴产业，这两个产业都是未来我国经济

可持续发展的重要战略支撑，国家会从税收、补贴、信贷等多方面，给予海水淡化产业类似于支持风电产业发展的优惠政策。因此，发展非并网风电海水淡化能够享受国家给予的双重优惠政策，这会进一步刺激投资商的投资热情，降低海水淡化成本。

图 4-10　非并网风电海水淡化系统示范基地

2012 年，我国《海水淡化产业发展十二五规划》中提出：到 2015 年，海水淡化产能达到220 万 $m^3/d$ 以上，“十二五”期间海水淡化产业发展需投资 210 亿元，其中海水淡化工程及配套管网建设 165 亿元。如果加上风电设备和供水管网的投资，有望形成千亿元的产业链，将拉动我国的经济增长，创造可观的绿色 GDP。

## 4.4　风电与电力体制改革

### 4.4.1　风电并网面临的主要问题

尽管我国风电装机速度全球排名第一，但风电并网问题一直未得到充分解决，当前风电并网面临的主要问题有以下几方面：

（1）电网规划和风电规划不协调，电网建设速度滞后　2004 年以前，业内人士对产业发展的担心集中在能否制造出大型风电机组，制造业能否满足风电装机的需要。发展到今天，设备已经不再是问题，但是由于规划落后于风电开发速度，电网已经成为影响风电产业发展的桎梏。

截至 2012 年年底，我国风电并网装机为 6 083 万 kW，占风电累计装机容量的 80% 左右，未并网的装机容量近 1 450 万 kW，按每千瓦风电投资 8 000 元计算，约 1 160 亿元投资所形成的设施被闲置，产能未能有效利用。尽管 2012 年风电发电量已超过核电（982 亿 kW·h），达到 1 004 亿 kW·h，成为中国的第三大电源，但自 2011 年开始，由于电网调度限制风电出力而造成风电发电量损失的情况已愈发严重。风电项目接入电网困难，风电场“窝电”严重，风电项目盈利能力大大下降，极大地影响了风电开发的积极性。

（2）资源分布与负荷不匹配，就地消纳和远距离输送均面临困难　规划建设中的新疆、甘肃、蒙东、蒙西、河北、吉林及江苏七大风电基地，除江苏沿海风电基地外，其他大型风电基地所在地区负荷水平较低、电力系统规模较小，同时这些地区的电力负荷较小，风电就地消纳能力十分有限。

我国西部和北部地区，距离华东沿海地区约 1 200 ～ 2 000km，西北新疆风电基地距离东部负荷中心在 2 000 ～ 3 000km 以上。交流 500kV 电网合理输电距离相对较小，一般不宜超过 700km，适合承担区域内部电力的输送、交换和分配；330kV 电网主要作为西北地区省网主网架；750kV 电网主要作为西北地区跨省联网送电线路；新疆、西北甘肃地区风电基地需要通过西北—三华电网之间的直流背靠背异步联网，超远距离大容量送电至负荷中心。

大规模同步互联电网的建设和运行过程中，面临着一些新的、急需解决的技术问题，需要进一步提高已建或新建线路的输送能力，以节约投资、保护环境；解决大规模互联电网中暂态稳定、动态稳定、热稳定等多种问题并存的安全稳定问题，以保证电网的安全稳定运行；灵活、动态地调节大规模互联电网的电压和潮流分布，以降低网损，提高电网的运行经济性和安全性；适应大规模电网中存在的复杂多变的运行方式等。这些问题的解决需要先进的技术手段作为支撑。

在特高压电网网架尚未完全形成之前，部分特高压工程在有效发挥最大效率和经济性优势方面还存在一定的制约因素，其主要包括：电源基地的长距离（大于 400km）输送能力受到暂态稳定的限制；限制过电压要求的高补偿度高抗，与输送大功率对容性无功的需求形成矛盾，远距离送电通道电压支撑能力相对不足；高受电比例的受端电网电压稳定性问题有严重的趋势。

风电大容量远距离输送系统输送距离长，输送功率大，存在电压稳定性问题，同时风电出力的随机性使得网络潮流变化存在较大的不确定性，改变了电网潮流

分布、线路传输功率与整个系统的惯量，暂态稳定性及频率稳定性都会受到影响。

（3）风能资源丰富地区电网中调节能力好的电源比例小，影响了电网吸纳风电的能力　风电具有波动性和随机性的特点，目前还无法像其他常规电源那样对其出力进行安排和控制。大规模风电并网运行将增加系统中不可控的发电出力，并对电力系统维持供需平衡的能力产生影响。

水力、燃油及燃气电源具有良好的调节能力。由于受资源条件的限制，我国电源结构以燃煤发电为主。我国陆上风电的大规模开发区域都位于新疆、甘肃、内蒙古、河北及吉林等省份。这些省份的电源基本是以煤电为主的火电机组，能够用于调峰的水电机组十分有限，且水电具有明显的季节性特征，水库中的蓄水除了发电调峰之外还要满足农田灌溉的需要，水电的调峰能力是受限的。由于受电源调峰能力的限制，我国解决十兆瓦，甚至数亿千瓦大规模风电接入电网遇到了世界上前所未有的挑战，国外没有现成的经验可以借鉴。

电力系统是能源系统的核心。目前，中国电力系统的发展还不能满足风电发展的需求。在传统的电力系统中融入大规模风电等新能源需要重构电力系统。中国未来的电力系统应按照清洁、低碳、安全、可靠的要求来打造，并具备同时响应负荷侧和电源侧功率随机波动的能力，以支撑风电等波动性可再生能源电力的发展。德国的能源转型战略、丹麦 2050 年摆脱化石能源的能源发展战略，其核心理念均是重构未来电力系统，即以完全接纳可再生能源电力为目标来构造未来的电力系统。面对风电等可再生能源的大规模发展需求，“十二五”期间应加快推进电力体制改革，确保 2020 年后基本建立起能够全面接纳高比例可再生能源电力的新型电力系统。

### 4.4.2　电力体制改革和电网发展规划

我国经过持续电力建设和初步电力市场体制改革，形成了目前以省网为经营主体、区域电网为基本框架、初步全国互联的电网系统。2011 年中国发布的《国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》提出发展特高压电网，以“三华”（华北、华中、华东）特高压交流同步电网为核心，通过直流和东北、西北、南方电网互联，形成四个同步电网，连接各煤电基地、水电基地、核电基地、可再生能源发电基地和主要负荷中心。

#### 1. 未来我国电力流格局

（1）电力合理流向　我国能源资源存在着地理分布上的不平衡，以及与地区经济发展水平之间的不平衡。东部沿海地区经济比较发达，电力负荷约占全国

总负荷的三分之二，但能源资源量却十分贫乏，水能资源比例不到 8%，煤炭资源比例只有 10% 左右。经济发展与能源资源分布的不平衡性，决定了我国能源资源必须在全国范围内优化配置。

然而近年来我国的电源开发布局未能与能源资源的分布相互协调，在能源资源相对匮乏、人口密度较大的中东部受端地区，电力需求主要由本地电源建设满足。这种电源布局方式造成了受端地区火电装机过多过密，煤炭运输紧张，环保压力增大。

因此，应合理布局电源，在主要煤炭产区集约化开发大型煤电基地，在西部加快开发大型水电基地，采用特高压输电方式实现大规模跨区输电，并在负荷中心地区积极推进核电基地建设，在有条件的地区积极发展可再生能源发电，优化配置我国的能源资源和环保资源，确保经济社会的可持续发展。

（2）电力流格局　2020 年之前，主要是围绕煤电基地和水电基地的电力外送以及部分跨国输电的需要，形成“西电东送”“北电南送”的基本电力流向。呼盟煤电送电东北、华北京津冀鲁地区；锡盟煤电送电京津冀鲁和华东地区；宝清等黑龙江煤电送电辽宁；山西、蒙西、陕西、宁夏煤电送电华北、华中、华东地区；新疆煤电送电华中、华东地区；四川和金沙江水电送电华中、华东地区；云南水电、贵州煤电送电广东地区；俄罗斯远东和东西伯利亚电力、蒙古跨国电力送电东北、华北地区；缅甸水电送电南方地区。预计到 2020 年我国跨区跨国电力流规模约 3 亿 kW。

2030 年前后，跨区电力流或电网互联规模将在 2020 年的基本格局基础上进一步加大，重点体现在西藏水电以及新疆煤电基地的外送规模上，输送容量将进一步提高。西北火电基地向华北负荷中心的送电规模有所加大；西南水电开发已接近其可开发规模，主要外送市场仍然是华中、华东和南方电网。俄罗斯远东和东西伯利亚电力继续加大向我国东北地区的送电规模。哈萨克斯坦向我国华中地区送电。湄公河次区域水电加大输电规模，与我国南方电网的互联规模增大。预计到 2030 年我国跨区跨国电力流规模约 4 亿 kW。

### 2. 未来我国电网发展趋势

未来煤电基地主要布局在我国的西部和北部地区，距离华东沿海地区 1 200 ～ 2 000km，距离南方地区超过 2 500km，距离华中负荷中心也在 800km 以上；西南水电基地距离华中、华东负荷中心 1 500 ～ 2 000km，西北新疆煤电基地和

西藏水电距离东部负荷中心在 2 000 ～ 3 000km 以上；如果未来开发我国毗邻的俄罗斯、蒙古、哈萨克斯坦等国的发电能源资源，距离也在 1 500 ～ 2 000km 以上。

规划到 2020 年跨区跨国电力输送容量将超过 3 亿 kW，如此远距离大规模的电力输送，远远超出了 500kV 电网的承受能力，需要发展更高电压等级输电技术。与 500kV 输电相比，特高压输电具有大容量、长距离、低损耗和少占地的特点。因此，从全国能源资源优化配置和满足国民经济可持续发展来看，我国需要尽快发展特高压输电技术。

从电网特点看，特高压交流可以形成坚强的网架结构，理论上其规模和覆盖面是不受限制的，对电力的传输、交换、疏散十分灵活。因此，交流特高压电网应连接大煤电基地、大水电基地和主要负荷中心，承担大区间的电力交换。

特高压直流是“直达快车”，不能形成网络，必须依附于坚强的交流输电网络才能发挥作用。因此，特高压直流输电适用于我国西部大水电基地和大煤电基地的超远距离大容量外送。统筹考虑送端电源开发规模、送电方向和输送距离，通常送电距离在 1 000km 以内采用 ±500kV 电压等级，1 000 ～ 1 400km 范围内采用 ±660kV 电压等级，1 400 ～ 2 500km 范围内采用 ±800kV 电压等级，2 500km 以上采用 ±1 000kV 电压等级。

交流 500kV 电网合理输电距离相对较小，一般不宜超过 700km，适合与交流特高压电网一起构筑各大区内部主网架，承担区域内部电力的输送、交换和分配，两者相辅相成和互为补充。

750kV 电网主要作为西北地区跨省联网送电线路，330kV 电网主要作为西北地区内省网主网架。

### 3. 未来我国电网发展模式

电与其他商品的不同之处在于需要实时协调（未来一天、当天和即时控制），电已成为人类生活中离不开的必需品，电必须通过输配电网络才能最终送达终端用户手中。输配电系统是电力系统正常运转的桥梁，必须为所有人服务。由于用户是分散的，而且还会不断地涌现出新的用户或新的发展，同时风能、太阳能分布也是分散的，特别是太阳能随处可有、可用，所以我国未来的电网发展模式应是：首先加强省内输配电网络，特别是配电网络的建设，电力能够省内部平衡的就省内部平衡；然后是加强区域内的省与省之间的输电互联，省内无法平衡的尽

量做到区域内平衡；最后是区域与区域之间的互联，长距离输电要以输送水电、风电和太阳能等清洁电力为主，要逐渐减少煤电的利用，各属地的燃煤电厂都可以作为输送清洁电力的支撑电源。总之，未来的电网发展模式，首先是满足邻近省之间的互通有无，其次是区域间的协调，最终是全国平衡。传输电力的宗旨是以传输清洁电力为主，在储能、智能用电不能满足要求之前，煤电的传输只起辅助电力系统安全运行的作用。

（1）总体战略目标　建设结构合理、安全可靠、灵活高效、智能环保，以“三华”（华北、华中、华东）同步电网为核心，通过直流和东北、西北、南方电网互联，连接各煤电基地、水电基地、核电基地、可再生能源基地和主要负荷中心，各级电网协调发展的坚强现代化电网。

适应电力市场发展需要，电网技术装备和运行指标达到国际先进水平，为经济社会发展及人民生活提供稳定、可靠、高效、经济、清洁的电力，满足国民经济发展和社会进步对供电的要求，推动建立科学合理的现代能源资源利用体系。

（2）各区域电网发展模式　根据电力流向及特高压交直流功能定位分析，综合考虑资源分布、能源环保效益以及地区经济社会协调发展等问题，按照“结构合理、安全可靠、灵活高效、智能环保”的原则，全国形成四个同步电网。

1）“三华”同步电网发展模式：区域电网强互联。以特高压交流试验示范工程为基础，加快实现“三华”特高压同步电网的网架建设，即形成华北—华中—华东特高压交流同步互联电网。晋陕蒙宁新煤电、西南水电、西北风电等能源基地以及周边国家电力通过特高压交直流混合系统向华北、华中、华东送电。

2）东北电网发展模式：区域电网周边互联。以宝清、呼盟、霍林河三大能源基地为依托，引入俄罗斯电力，加快推动辽宁受端负荷中心特高压环网建设，各能源基地分别通过多回线路与负荷中心联系，其中呼伦贝尔煤电基地通过特高压交流与东北主网相连，形成“强交流、强直流”外送输电通道。

3）西北电网发展模式：区域电网周边互联。以北部丰富的煤电、风电开发资源为依托，结合南部水电开发，形成覆盖陕甘青宁新的 750kV 交流同步电网。配合宁夏、新疆煤电基地，甘肃、哈密风电基地开发，建设直流外送电通道。实现西北华北直流背靠背异步联网。

4）南方电网发展模式：大型受端电网 + 大容量远距离输电。进一步推进实施国家“西电东送”战略，依托特高压技术，构建坚强的“西电东送”网架；推进与周边国家的联网，实现更大范围的资源优化配置，建设成为我国电力贸易辐射东南亚的窗口；以客户为导向，形成覆盖南方五省区安全可靠的输配网络。

### 4. 未来我国电网发展格局

（1）2020 年电网格局　2020 年之前，重点建设以特高压电网为骨干网架、各级电网协调发展的坚强电网，构建技术先进、安全可靠、灵活高效的输电平台。

2012 年初步建成“两纵两横”（“两纵”即陕北—长沙、锡盟—上海；“两横”即雅安—南京、蒙西—潍坊）的特高压网架。到 2020 年前后，基本形成以特高压交直流为支撑，以“三华”电网为核心，连接各区域电网、煤电基地、水电基地、核电基地、可再生能源基地和主要负荷中心的坚强电网结构。全国基本形成“三华”、西北、东北、南方四个主要的同步电网。

特高压主网架形成“五纵六横”的“三华”特高压同步电网结构；西北主要负荷中心（关中、陕北、兰州、西宁、银川、乌鲁木齐）均形成 750kV 环网；东北形成三个送端、一个受端双环网的特高压主网架结构；南方电网与大湄公河次区域实现联网，逐步接受缅甸等东南亚水电电力，形成西电东送特高压骨干网架；各主要煤电基地及西南水电基地的电力外送通道基本形成；配电网供电能力和供电可靠性大幅提高；农村电网与城市电网在技术装备、运行水平以及供电可靠性等方面的差距逐步缩小。各级电网功能定位明确、结构坚强、发展协调，电网安全性、可靠性、经济性显著提高，具备防御大面积停电事故的能力。

（2）2030 年电网格局　2020—2030 年，重点实现电网规模及技术设施装备进一步适应并满足系统高效运行和接受多元化电源接入的需要，电网的安全可靠性进一步提高。

到 2030 年，特高压电网进一步完善，送端和受端电网明显加强，形成更为坚强的华北—华中—华东受端电网和坚强的东北、西北送端电网。云南和四川水电基本开发完毕，由于本地电力负荷的增长，云南和四川水电自用比例增加。同时，南方电网大规模接受缅甸等东南亚水电电力，接续云南水电。随着区域经济的发展，西藏水电开始大规模开发，接续四川水电。西电东送规模进一步提升，

输送距离进一步延伸，形成坚强的西电东送网架与可靠的供电网络。特高压电网承载能力强，能够实现电力大容量、远距离输送和消纳，保证系统安全稳定，为新疆伊犁煤电和西藏水电通过特高压直流大规模外送创造条件，保证电力的安全、可靠、经济输送和消纳，配网配电能力及可靠性进一步提高。先进的信息及控制技术得以广泛应用，电网的电力传输功能与信息输送功能实现高度融合，成为电力流和信息流高效并行流动的平台，实现以数字化、信息化、自动化、互动化为核心的电网智能化。

# 第 5 章

# 风电开发国际经验

## 5.1 丹麦

### 5.1.1 开发状况

丹麦位于欧洲北部波罗的海至北海的出口处，面积 43 098km$^2$（不包括格陵兰和法罗群岛），海岸线全长 7 314km，是西欧、北欧陆上交通的枢纽，被人们称为“西北欧桥梁”。南同德国接壤，西濒北海，北与挪威、瑞典隔海相望。地势低平，平均海拔约 30m。丹麦气候温和宜人，属温带海洋性气候。丹麦由日德兰半岛的大部分和半岛东面的西兰、菲英、波恩荷尔姆等 406 个岛组成，在丹麦国土上任何一个地方距大海不会超过 52km。其独特的地理位置和环境为风电的发展创造了得天独厚的条件。

丹麦是世界上风电开发利用最早的国家，早在 1980 年就开始发展风电，并在 1991 年启动了第一批海上风电项目，规模从几百瓦到现在的兆瓦级大风机。三十多年来，丹麦的风电发展取得了世界瞩目的成就，如图 5-1 所示。截至 2011 年丹麦风电累计装机 3 871MW，陆上装机 3 038MW，海上装机 833MW，2011 年新增装机 178MW，全为陆上风电。

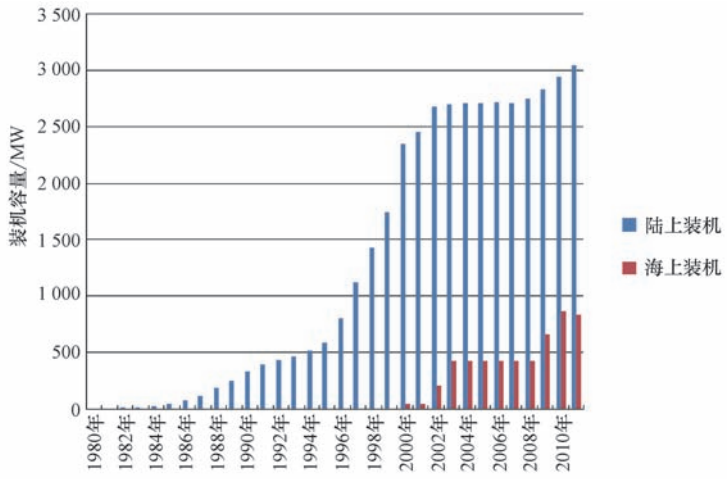



图 5-1 丹麦风电历年装机容量一览表

丹麦海上风电项目Rodsand 2期，共计装机容量160MW，由90台西门子2.3MW风机构成，E.ON公司为开发商。2012年新建Anholt 400MW海上风电场。2013年将有约1 300MW的海上风电项目建成或开工建设，海上风电的远期装机容量将达到5 200MW。

丹麦同时也是当今世界最大的风电设备生产国。早期风机制造商多数有飞机或发电机制造背景，如波音、西屋、西门子、洛克希德等。丹麦风机业可谓后来居上，农机制造商进入风机业后迅速崛起。目前，世界排名前10位的风机公司中，丹麦占4家，其中居首位的是丹麦Vestas公司，在世界总产量中所占比例高达35%。现在，全世界投入使用的风电设备中，有一半是丹麦制造的。近两年来，丹麦风机仍占世界市场的40%左右。丹麦风机90%以上供出口，2001年出口比例高达97%。风机年出口量3 000台左右，销往40多个国家，其中前三大市场为德国（占31%）、西班牙（占16%）和美国（占9%），共占56%，在这三国的销售都高于丹麦本土（占7%）；在中国市场的销售占2%。20世纪90年代后期丹麦的风电制造业年均增速高达40%，近几年增速有较大起伏。

丹麦风电的快速发展也带动了风机业技术水平的大幅提高。早期风机机翼旋转直径为10.6m、功率25kW。当前旋转风机机翼直径可达72m、功率2MW、塔高70～80m。旋翼直径126m、功率5MW、离地面183m的大风机也开始商业化。目前，一台2MW风机的发电量，比1980年135台风机发电量的总和还要多。发电量大大增加的同时，风机的发电成本也不断降低。

丹麦著名的风电企业和研究机构有：

（1）东能源公司（DONG Energy） 东能源是一家大型综合性能源公司，其前身是丹麦天然气公司，成立于1972年，最初主要负责管理丹麦北海地区的资源。1973年更名为丹麦石油天然气公司，即东能源公司。21世纪初，东能源开始进入电力市场并加快了其在丹麦及整个欧洲的扩张。2005年，东能源并购了丹麦的五家电力公司，成为丹麦最大的电力和热力生产商，分别占到丹麦电力和热力市场份额的49%和35%。

东能源公司不断加大在可再生能源领域的投入，目前，东能源公司已是海上风电领域的领先者。2010年，东能源14.5%的电力生产来自于风力发电。目前正在运行的海上和陆上风电装机容量为103.5万kW，正在建造的风电装机容量为131.6万kW，到2020年风电装机容量将达到300万kW。

（2）维斯塔斯集团技术研发中心　为了保持技术发展的优势地位，维斯塔斯在丹麦奥胡斯建立了世界上最大的风能技术研发中心。有 600 多名员工在这里研究如何更好地利用风资源及如何降低风能的能源成本。同时，维斯塔斯技术研发业务正在向全球扩展。目前维斯塔斯集团在丹麦、英国、德国、新加坡、印度、中国和美国共 7 个国家建立了研发中心。维斯塔斯运用科学和技术创新来发展和完善产品及服务，从空气动力学和材料科学的基础研究到设计高效风力发电机组和可控风电厂，以更好地适应并网要求。从风资源研究到参与欧洲并网导则的制定，维斯塔斯应用了从世界各地积累并发展了数十年的经验和技术。

在丹麦技术研发中心还有各类实验室，如产品实验室、材料及电磁相容性（EMC）实验室。这些实验室主要用于产品开发和测试，从而保证维斯塔斯风机的质量、可靠性和实用性。

在丹麦奥胡斯，维斯塔斯还拥有整个风机行业最大的风机和部件检测系统中心。这里高压的测试工程可以检测出产品的潜力以及系统的弱点，所有的设计会使风机部件在几个月内经历 20 年的温度极限、机械压力以及模拟电网超负荷方面的检验。

### 5.1.2　支持风电开发的主要做法

丹麦的能源政策法案是丹麦能源政策框架的核心，第一次能源政策法案制定于 1976 年。在 1981 年、1990 年和 1996 年修订发布该法案。在 1996 年的能源计划中，提出到 2030 年风电比例达 50% 的目标。2011 年丹麦政府出台了丹麦 2050 年能源发展战略。

丹麦政府通过实施固定电价、税收优惠、绿色认证、强制安装、可再生能源基金保障等各项具体政策和举措大大推动了风电发展，具体内容包括：

（1）固定电价制度　丹麦是应用固定电价的典型国家，规定对陆上风机实行市场电价加补贴电价的固定电价制度，其中补贴电价部分根据并网年份不同规定不同额度。对海上风机确保运行前十年固定的补贴额，但总电价不能超过 48.27 欧元/(MW • h)。

（2）财政补贴和税收优惠　丹麦政府对风电补贴始于 1979 年，根据立法，只要通过 Riso 国家实验室的测试和资质认证，私人投资风电能获得风机购买价格 30% 的补贴，后来补贴比例逐渐削减，最终取消。丹麦陆上风电场上网电价包括市场价格和固定补贴两部分，根据不同的并网时间采取差异化的补贴政策。

（3）实行绿色认证　电力消费者必须购买分配给自己的可再生能源配额，以扩大风能等可再生能源的使用。2003 年以后，全国所有消费者的可再生能源消费比例高于 20%。

（4）风机强制认证制度规范市场准入　从 1991 年丹麦推行风力发电机组强制认证起，风力发电机组必须通过严格的安全和质量检测才能在丹麦安装使用，必须获得指定机构的认证才能在丹麦销售，在丹麦安装的风力发电机组必须满足丹麦能源署颁布的关于风力发电机组认证体系的相关规定。

（5）节能和可再生能源基金的资金保障　根据丹麦 2050 能源发展战略，到 2020 年将利用 16 亿美元支持可再生能源领域的项目和计划，海上风电项目开发将是一个主要领域。

### 5.1.3　未来规划

2011 年丹麦政府公布了《2050 年能源战略》，要求到 2020 年煤、石油等化石能源的消耗量在 2009 年的基础上减少 33%，到 2020 年风电装机预计达到 1 800MW，风电占电力消费总量的比例超过 40%；2025 年风机的总安装容量将达到 6 000MW，其中绝大部分将来自海上风电；到 2050 年实现完全摆脱化石能源依赖，大幅提高风能、生物能源等可再生能源的使用效率。

丹麦政府特别重视提高风能的利用。根据《2050 年能源战略》要求，到 2020 年，丹麦的海上风力发电机组和陆上风力发电机组总数要翻一番，风能占丹麦能源总量的比例要从 20% 增长到 42%。丹麦政府计划在波罗的海上建设一个有 200 座风力发电机的巨型海上风电场。这座巨型风电场装机容量将达 600MW，可以为 60 万个家庭同时供电，建成后将和丹麦电网、德国电网以及瑞典电网连接，其发电能力将是现在世界上最大风电场的 3 倍。

## 5.2　德国

### 5.2.1　开发状况

德国位于欧洲中部，东邻波兰、捷克，南接奥地利、瑞士，西接荷兰、比利时、卢森堡、法国，北接丹麦，濒临北海和波罗的海，是欧洲邻国最多的国家。面积为 35.7 万 $km^2$。国界线长 3 757km，海岸线长 2 389km。德国面积的 53.5% 用于农业，29.5% 是森林，12.3% 用于居住和交通，1.8% 是水域，其余的 2.9% 是荒地。

德国自然资源较为贫乏，除硬煤、褐煤和盐的储量丰富外，在原料供应和

能源方面很大程度上依赖进口，三分之二的初级能源需进口。天然气储量约3 820 亿 $m^3$，能满足国内需求量的1/4。硬煤探明储量约2 300 亿 t，褐煤约800 亿 t；其他矿藏的探明储量为：钾盐约 130 亿 t，铁矿石 16 亿 t，石油 5 000 万 t，天然气约 5 000 亿 $m^3$；东南部有少量铀矿。

德国陆地风能资源储量在欧盟 15 个老成员国中排名第八，为 24TW·h /年，是排名第一的英国陆地风能储量的五分之一，美国北达科他州的五十分之一。

德国作为欧盟经济领头羊，历来重视新能源尤其是风能的开发。根据 GWEC 报告，截至 2011 年年底，德国新增风电装机 2 086MW，累计装机达到 2 906 万 kW，排名世界第三。2011 年 12 月，德国可再生能源在电力结构中的比例达到 20% 以上。海上风电方面，2011 年新增装机 10.8 万 kW，累计并网装机容量达 20 万 kW。目前，德国陆上风电发展明显减速，短期原因是欧洲银行流动性紧缩，导致投资减少。长期来看，随着陆上风能资源的不断减少，海上风电将成为德国风电发展的主要方向。

德国风电行业得益于政府的大力支持和全球风能市场的不断增长，其产业化规模稳步推进。2002 年以前有 46 家生产企业，之后历经并购、联合，目前整机企业有近 10 家。2008 年风电产业的设备与配件生产、运营、服务销售额达 97 亿欧元，是 2003 年的 3 倍。其中，设备销售额约为 80 亿欧元，占全球四分之一。行业从业人员达 9 万人，超过煤炭开采业的雇员人数。

德国风电设备制造业形成了由生产配套、设备运营维护和工程设计机构组成的完整产业链，大型跨国企业和具有核心技术的中小企业并存。德国企业的系统测试、控制等技术居世界领先地位。全球 10 大风机企业中，德国 ENERCON 公司（300kW ～ 6MW 陆地风机，销售额 22 亿欧元）、Nordex AG（2.5MW 以下陆地风机，销售额 12 亿欧元）、Repower Systems GmbH（2 ～ 6MW 陆地和海上风机，销售额 11 亿欧元）和西门子（2.3 ～ 5MW 海上风机）各占一席。威能股份公司（Winergy AG）、博世·力士乐股份公司（Bosch Rexroth）等是风电驱动技术的全球领先者。

大功率和低成本是德国风电设备制造业的发展目标。20 世纪 90 年代后期，德国已能生产兆瓦级风力发电机组，目前生产叶片直径为 20 ～ 70m、塔筒高为 50 ～ 160m 的发电设备，6MW 陆地风机；5MW 海上风机已投入商业运行。2009 年上半年，德国新安装风机平均功率达 2MW，其中 2MW 以下占 32%，下降 6%；2MW 占 62.3%；3 ～ 6MW 占 5.7%，同比增长 3.7%。大功率风机的出现使风电成本大幅下降。1990 年德国风机平均售价为每千瓦 1 260 欧元，2009 年仅为 804 欧元。

距汉堡约150km的胡苏姆（Husum）国际风能展，始于1989年，2008年又与汉堡国际风能展（Wind Energy）合并，至今已发展成当今世界上规模最大的风能盛会，被公认为是展示和交流全世界风能高新技术的重要国际平台，是目前该领域规模最大的行业风向标。GE、SIEMENS、WinWIND、PowerWIND、Lamco、Repower、Nordex、Winergy、Westas等全球知名风能企业均长期参加该展会。

德国风电企业很早就进行全球布局，在中国、美国等主要增长市场进行投资。除Enercon外，德国主要整机设备制造商均已在华投资。恩德股份公司最为活跃，在华有400多名员工，总装机容量超过500MW，主要项目为：1998年与西航集团合资建立西安维德风电设备有限公司（主要进行风机组装，目前国产化率已超过85%）；2005年与中航（保定）惠腾风电设备有限公司合作生产1.3MW风轮叶片；2005年年底与宁夏电力集团和宁夏天净电能开发集团成立合资企业，组装1.5MW风机的机舱；2007年年初在山东东营投资1 300万美元成立首个独资叶片制造厂（年产360片1.5MW叶片）；瑞能（Repower）股份公司2006年9月在包头建立合资企业——瑞能北方发电设备有限公司，注册资金1亿元人民币，总投资3亿元，德方拥有50.01%股份，是我国首家外资控股的风能设备合资企业。该企业2008年生产100套2MW机组，零部件主要在华采购；西门子风力发电叶片（上海）有限公司总投资5.81亿元，生产2.3MW及3.6MW风机的叶片，规划产能为500MW；富兰德风能技术（沈阳）有限公司于2009年初成立，每年生产150台30kW～2.5MW的风机；威能股份公司（Winergy AG）已在天津投资生产风机驱动设备。

### 5.2.2 支持风电开发的主要做法

德国成为全球绿色能源领域的主力军，首先应归功于政府的政策指导。

1989年，德国全国风机装机总容量仅为1.8万kW。为了发展风电产业，德国迅速制定了一项“25万kW风能计划”，对风力发电的市场化运作进行前所未有的探索。参加计划的风电经营者每生产1kW·h风电可获得0.06～0.08马克的津贴，并且享受低息专用贷款和流动资金资助。到1996年计划合同期结束时，参加计划的风电经营者共购买风机1 500台，总功率达35万kW。

1991年德国制定了《电力入网法》，强制要求公用电力公司购买可再生能源电力。该法案确定了全球可再生能源发展最为重要的强制入网原则，德国由此进入可再生能源规模化发展阶段。

2000年德国正式颁布《可再生能源法》（EEG），其核心是建立可再生能源发电固定上网电价（Feed-in Tariff）制度，对推动风电、太阳能光伏等可再生

能源的发展发挥了决定性的作用。此外，EEG 还建立了可再生能源发电的成本分摊制度，运营商承担可再生能源电厂到电网的接网费用，电网公司负责电网的改造、升级费用，并负责可再生能源上网电量的整体平衡，在全网范围内分摊可再生能源发电的高成本。

根据可再生能源的成本变化趋势和电力发展状况，德国政府多次修改《可再生能源法》。2012 年 1 月 1 日，德国在新修改的法案中提出：到 2020 年，35% 以上的电力消费来自可再生能源；到 2030 年该比例将达到 50% 以上。有关风电上网电价的调整如下：

1）提高海上风电的上网电价将近 15%，从 0.13 欧元/(kW·h) 提高到 0.15 欧元/(kW·h)。

2）提高近期海上风电的初期红利上网电价（针对 2018 年前的海上风电，获得一个 8 年或 12 年的高额点检）将近 25%，从 0.15 欧元/(kW·h) 提高到 0.19 欧元/(kW·h)。

3）保持对陆上风电的上网电价。在此基础上，德国还制定了《市场促进计划》，对有意进入绿色能源市场的商家提供优惠贷款。优惠贷款的利息低于市场利率 1 ～ 2 个百分点，贷款期限达 20 年，比一般商业贷款长 10 年左右，同时最高可将贷款额的 30% 作为补贴。德国联邦环保部长 Roettgen 等均多次强调，德国将以风能为核心大力推进绿色能源建设。德国有可能成为第一个放弃核能，完全依靠绿色能源的发达国家。

### 5.2.3 未来规划

近年来，随着沿海和内陆地区风电开发日趋成熟，德国将风能开发的重点转向海上。经过多年研究，首个海上风力发电站于 2010 年建成。除 Alpha Ventus 外，德国目前在建、待建的海上发电站达 29 个。根据德国政府制定的风电长期发展战略，到 2030 年其海上风电的总装机容量将达 2 000 ～ 2 500MW，海上发电量将占德国电力需求总量的 15%。到 2050 年，德国 90% 以上的电力将来自新能源，其中约 50% 来自风能。

## 5.3 西班牙

### 5.3.1 开发状况

西班牙位于欧洲西南部，与葡萄牙同处于伊比利亚半岛，东北部与法国及安道尔公国接壤。领土还包括地中海中的巴利阿里群岛，大西洋的加那利群岛，以

及在非洲的休达和梅利利亚。北部濒临比斯开湾，西邻葡萄牙，南隔直布罗陀海峡与非洲的摩洛哥相望，东部和东南部临地中海。海岸线长约7 800km，境内多山。

西班牙风力资源丰富。据初步测算，西班牙可利用的陆地和海洋风能为40 000MW。尽管受经济危机影响，西班牙的风电产业依然保持增长。2010年是西班牙风能资源较好的一年，当年风力发电量达到42.7TW·h，占全国净电力消费的16.6%，全部可再生能源发电满足了38%的电力需求。2011年累计装机增长率为5%，同年新增风电装机1 050MW，累计装机达到21 674MW，排名世界第四。海上风电方面，西班牙规划到2020年实现3GW的海上风电装机容量。但目前为止，西班牙还没有正式开工建设海上风电场。

在产业发展方面，西班牙有三家企业进入了世界可再生能源企业排名的前15名，其中最著名的歌美飒（Gamesa）是世界第三大风机制造商。此外，西班牙还是世界上可再生能源发电开发商云集之地，世界十大风电开发商中有三位来自于西班牙，其中伊贝若拉是世界上最大的风电开发商，拥有风电装机容量接近900万kW，项目遍及欧洲和美国。

### 5.3.2 支持风电开发的主要做法

西班牙已建立较为完善的电力交易市场以及可再生能源并网和补贴机制。风电等可再生能源有优先并网的权利，并且在电力交易市场中被赋予零电价。在此基础上，风电并网具有绝对的优先性。政府在市场电价的基础上，给予风电以补贴。目前，与风电有关的交易市场包括远期市场、日前市场和日间市场。

西班牙从1997年开始实施固定电价政策，之后进行了多次修改。在2007年的修正案中，西班牙政府为风电开发商提供了两种电价政策：

1）根据发电量以及规定协议电价来支付。

2）市场电价+溢价补贴。

发电商可以根据自己的需要每年进行一次电价结算方式调整。2010年12月，西班牙政府重新修改固定电价政策，调整了固定电价水平。新措施针对选择第二种方式结算的发电商，溢价部分的补贴降低35%[从30.98欧元/(MW·h)降到20.13欧元/(MW·h)]。调整的主要原因是产业部门为了降低发电成本，补偿光伏发展所需的补贴资金。

2012年2月，西班牙宣布暂停包括新建风电场、太阳能发电等可再生能源及热电联产在内的所有能源项目的补贴，对现有项目的补贴保持不变。该政策的主要目的是减少财政赤字。此外，金融危机后，西班牙国内的工业萎缩，电力需

求明显下降。西班牙目前的电力装机已经足够满足本国的电力需求，同时西班牙的电网与欧洲大电网相对独立，电力外送通道不畅。

### 5.3.3 未来规划

2010 年西班牙整体能源消耗的 12.1% 来自于可再生能源，它们提供电力生产总值的 30.3%（实际达到 35%）。生物燃料也占到提供交通工具所消耗的汽油和柴油总量的 5.83%。

到 2020 年，西班牙计划可再生能源发电量达到全部电力供应的 67%，超额完成欧盟制定的“到 2020 年能源供应 20% 来自可再生能源”的目标，将实现 23% 能源供应来自可再生能源，40% 的电力生产实现零排放。到 2050 年，西班牙计划实现 100% 的电力来自可再生能源。

## 5.4 英国

### 5.4.1 开发状况

英国位于欧洲大陆西北侧，由不列颠岛（包括英格兰、苏格兰、威尔士）、爱尔兰岛东北部的北爱尔兰和周围 5 500 个小岛（海外领地）组成。英国本土位于大不列颠群岛，被北海、英吉利海峡、凯尔特海、爱尔兰海和大西洋包围。英国拥有总长度约为 11 450km 的海岸线，海上风能资源丰富。根据英国皇家财产局的数据，英国具有商业开发价值的风电项目总量高达 48GW，约是整个欧洲海上风电总量的 1/3，其海上风力发电的潜力约是整个英国当前电力消耗量的 3 倍。

英国是君主立宪制国家，政体是议会内阁制，又称责任内阁制。苏格兰、威尔士和北爱尔兰地区都有自己的议会，但是能源政策由英国统一制定。英国政府保留了对主要能源政策的决定权。

英国自 1990 年开始发展风电，2002 年《气候变化法案》通过后，风电获得了较好的发展。截至 2011 年年底，英国新增风电装机容量 1 293MW，其中海上风电新增装机 752MW，占新增装机容量的 58.1%。风电累计装机容量 6 540MW，海上风电累计装机 2 093MW，占总装机容量的 32%。2010 年年底，英国可再生能源发电已经占总电力供应的 8.6%，其中风力发电占 3%。由于陆上风电开发受到限制，未来英国将以开发海上风电为主。英国是目前海上风电开发项目最多、装机规模最大的国家，共进行了三轮特许权招标，招标规模达到 40GW，英国已经成为全球海上风电发展的领先者。

风机制造业方面，英国没有本土的整机供应商，主要的整机供应商有

Vestas、SIEMENS、Gamesa、Suzlon（含 Repower）、Nordex、Enercon、Alstom 和 Acciona 等厂商。英国本土制造业立足于为整机供应商提供零部件及运行维护服务。

### 5.4.2 支持风电开发的主要做法

（1）可再生能源义务令（Renewable Obligation） 英国于 2002 年颁布了《可再生能源义务令》，促进可再生能源发展。政府发布的年度可再生能源发电占总电力的百分数，由企业来完成。该目标不断增加，2002—2003 年，可再生能源发电最低比例设定为 3%；2010—2011 年增加到 11.1%；2015—2016 年预计增长到 15.4%。

可再生能源义务政策要求电力供应商必须购买“可再生能源义务证书”（ROC）。目前，英国风电项目每兆瓦·时获得的可再生能源义务证书（ROC）数量为 2 个。按照当前价格计算，2 个证书/(MW·h) 相当于对风电补贴 114 欧元/(MW·h)。近期，由于陆上风电成本的变化，针对 5MW 以上规模的陆上风电，可能降低可再生能源证书的数量［从 2 个证书/(MW·h) 调整到 1.9 个证书/(MW·h)］。

（2）固定电价（Feed-in Tariffs） 2010 年 4 月，英国政府引入固定上网电价机制，对 5MW 及以上的家用和陆上、海上风电项目给予一定补贴。针对 5MW 及以下的小型风电项目，计划降低其固定电价水平，电价调整建议方案见表 5-1。

表 5-1 英国固定电价调整建议方案

| 规模 /MW | 当前电价 /［便士 /(kW·h)］ | 建议电价 /［便士 /(kW·h)］ |
|---|---|---|
| ≤ 1.5 | 35.9 | 21.0 |
| ＞ 1.5 ～ 15 | 28.1 | 21.0 |
| ＞ 15 ～ 100 | 25.4 | 21.0 |
| ＞ 100 ～ 500 | 20.7 | 17.5 |
| ＞ 500 ～ 1 500 | 10.4 | 9.5 |
| ＞ 1 500 ～ 5 000 | 4.9 | 4.5 |

（3）电力市场改革（Electricity Market Reform） 2010 年 12 月，英国政府宣布进行电力市场改革（EMR）。该举措被认为是几十年来电力市场最大的变动。其目的是鼓励低碳技术应用于能源基础设施建设，吸引更多投资者。英国电力体制改革，提出基于“Carbon Floor”的固定上网电价制度（即 FIT-

Contract for Difference)，对于不同的可再生能源亦采用不同的电价予以支持。很多风电产业人员担心这一措施有可能会偏离可再生能源义务令，对可再生能源发展不利，因为其不单单鼓励可再生能源技术，还包括所有的低碳技术，如核能、CCS 技术和储能。这一措施有可能导致投资转向其他领域。

## 5.5 美国

### 5.5.1 开发状况

美国本土位于北美洲中部，位于西半球，领土还包括北美洲西北部的阿拉斯加和太平洋中部的夏威夷群岛等。另有加勒比海岛屿波多黎各以及太平洋群岛北马里亚纳等海外领地。其本土北与加拿大接壤，南靠墨西哥湾，西临太平洋，东濒大西洋，海岸线长约 22 680km。

据美国风电协会（AWEA）统计，美国风能产业在 2011 年新增装机容量 6 810MW，同比增长 31%，这些项目遍布美国 30 个州。仅 2011 年第四季度就有 3 444MW 投产，比前三季度还多。2011 年的累计装机容量达到 46 919MW，比 2010 年增长 17%。美国每年的风电装机和累计装机容量见图 5-2。目前，美国的 31 个州仍有 100 多个项目在建，总装机容量达 8 300MW。

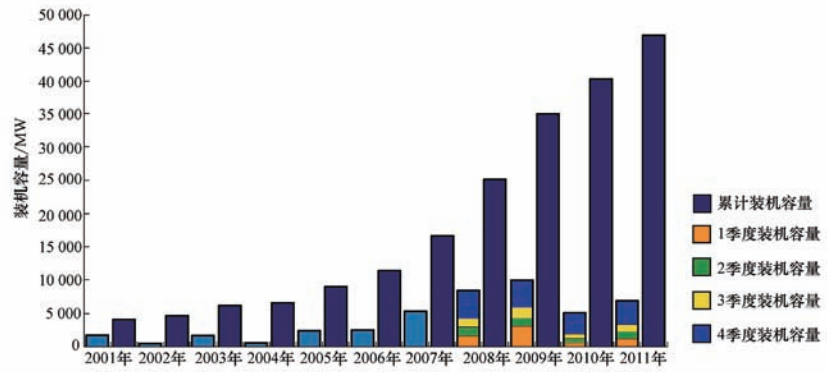



图 5-2 美国每年的风电装机和累计装机容量

2010 年有 14 个新的风电制造厂投产，使得在产的风电相关制造厂超过了 400 个。大型部件制造厂包括 20 个塔筒制造厂，11 个叶片制造厂和 12 个风机机舱装配厂。2005—2009 年，美国风机零部件生产增长了 8 倍，达到在美国安装的新风机价值的 50%。目前，美国本土风机制造业巨头 GE 风能，作为世界第三

大风机供应商，一直以来都是美国风电市场的最大供应商，但是 2011 年本土市场的份额有了大幅下降，从 2010 年的 53% 下降到 2011 年的 30%。

### 5.5.2 支持风电开发的主要做法

（1）联邦生产税抵免（PTC） 联邦生产税抵免是一种保持低电价，鼓励成熟的可再生能源项目发展的有效工具。在 PTC 支持下，风电行业已能将风电成本降低 90％以上，为 1 000 万个美国家庭提供电力，并促进所有 50 个州的经济发展。PTC 政策 2012 年年底到期后，美国国会决定延长该法案有效期 1 年。

（2）长期减免可再生能源制造税 美国财政部 2012 年 2 月公布了一份包含可再生能源行业在内的营业税改革框架。其明确指出要强化美国的制造业及创新能力，扩展、落实和加强税收激励政策，鼓励对清洁能源行业的投资。与之前带有试验性质的短期可再生能源税收减免政策相比，此次美国政府将对可再生能源电力生产行业进行永久税收减免，实施长期、有效的激励政策。

（3）清洁能源配额法案 CES 2012 年 3 月 1 日，美国参议院能源与自然资源委员会主席杰夫·宾加曼向国会提出立法建议，建立清洁能源配额法案 CES。该法案旨在促进美国低碳及零碳排放电力发展，推动美国清洁能源创新。该法案采用直接市场方式鼓励多种发电技术的发展。若该法案得到通过，从 2015 年至 2035 年间，美国的大型发电厂必须有一定比例的发电量来自于清洁能源（包括太阳能、风能、核能等），且比例将逐年增长。

### 5.5.3 未来规划

美国到目前为止还没有联邦层面的发展规划和目标，但州层面的政策正在积极地推动美国风电产业的发展。截至 2011 年年底，已有 30 个州实行强制的配额制政策，对电力销售商所销售电力的可再生能源发电比例作了明确规定，例如加州提出到 2020 年可再生能源电力比例要达到 33%。

目前美国还没有海上风电的开发和建设项目。2008 年 5 月美国能源部发布“2030 年风电达到 20%”的报告指出：到 2030 年，海上风电提供 54GW 发电量（当年风电总量为 300GW），满足全国 20% 的电力需求。海上风力发电的发展将为带动制造业和安装运输业的发展、创造就业机会作出新的贡献。

## 5.6 印度

### 5.6.1 开发状况

印度位于亚洲南部，与巴基斯坦、中国、尼泊尔、不丹、缅甸和孟加拉国为邻，

濒临孟加拉湾和阿拉伯海，海岸线长 7 156km。印度全境分为德干高原和中央高原、平原及喜马拉雅山区等三个自然地理区。平原约占总面积的五分之二，山地只占四分之一，高原占三分之一，但这些山地、高原大部分海拔不超过 1 000m。

印度风能技术中心（Centre for Wind Energy Technology）对印度风能资源的评估结果是 49.1GW。世界可持续能源机构（WISE）和风电生产商认为印度的潜在风能资源为 65 ～ 100GW。印度风电发展集中在几个邦。南部的 Tamil Nadu 邦是该国风电装机容量最大的邦，其装机容量接近印度全国装机容量的 40%。

印度是继中国之后最具有风电发展潜力的亚洲国家。2011 年，印度风电保持稳定增长，新增风电装机容量 3 019MW（位列世界第三），累计装机容量 16 084 MW，比 2010 年增加 23%。

目前，印度市场逐步发展成亚洲主要风机制造业中心之一。印度有良好的国内设备制造基础，有 17 家风机制造商，年装机总量达 7 500MW 左右，其中最著名的风机公司苏司兰（Suzlon）占印度市场超过 50% 的份额。根据 WISE 的估计，2013 年印度风机制造能力可能超过 17GW。

### 5.6.2 支持风电开发的主要做法

（1）2003 年电力法案　印度没有全国性关于可再生能源的法规条例，只在 2003 年的电力法案中有所提及。该法案规定印度各省供电机构纵向分类计价，建立省级监管委员会（SERCs），同时负责制定电价。此法案促使输电系统向消费者开放，消费者可以向任何一家供电商购电。该电力法案同时要求 SERCs 在其省内制定电力生产可再生能源配额标准。新能源及可再生能源部向各省政府发布纲领性文件，要求其为风电的出口、采购、并网和银行贷款创造良好的环境。

（2）国家上网电价政策　2008 年 6 月，印度新能源与可再生能源部公布了一项全国 49MW 以下并网风电项目的扶持计划：在现有各省扶持政策基础上，提供 0.5 卢布 /(kW • h) 的补贴［约 0.8 欧分 /(kW • h)］。由于项目规模小，以及一些根据所得税法案无法从加速折旧中获得税收优惠的投资者，可以从该计划中获得补贴。

目前 25 个省级电力监管委员会 (SERCs) 中有 18 个实行风电固定电价政策，有 17 个省级电力监管委员会制定了详细的可再生能源配额规定。

（3）税收政策　风力发电机指定零部件进口税优惠，风电项目 10 年营业税免征等。

### 5.6.3 未来规划

印度专门成立了新能源与可再生能源部（MNRE），负责指导本国可再生能源的发展。此外，印度在其第 11 个五年计划中提出：2008—2012 年印度将增加约 1 500 万 kW 的可再生能源，市场总值预计将达到 190 亿美元，投资额将达 150 亿美元；五年内要增加 78.8GW 的发电能力，其中 10.5GW 来自风力发电，3.5GW 来自其他可再生能源。

2010 年 8 月，印度政府宣布，将可再生能源发电比例从当时的 4% 提高到 2015 年的 10%，并在此基础上每年增加 1%，至 2020 年达到 15%。

## 5.7 其他国家

### 5.7.1 欧洲其他国家

#### 1. 法国

（1）开发现状及目标　法国位于欧洲西部，与比利时、卢森堡、德国、瑞士、意大利、摩纳哥、安道尔和西班牙接壤，隔英吉利海峡与英国隔海相望。法国是西欧面积最大的国家，位于欧洲大陆西部，处于北纬 42° 和 51° 之间，西经 5° 和东经 8° 之间，领土呈对称的六边形，三边临海，三边靠岸，高高耸立的阿尔卑斯山和比利牛斯山脉分别是法国与意大利、西班牙最天然的地理分界线。

法国拥有欧洲第二大的风能资源，并且风能资源分布较为均匀。截至 2011 年年底，法国累计装机容量为 6 800MW，较 2010 年的 5 970MW 增加 13.9%；新增装机容量 830MW，较 2010 年新增装机容量 1 080MW 降低 23.5%。2010 年，法国风电占总体电力需求的 1.8%。法国政府积极响应欧盟可再生能源指令，计划到 2020 年实现风电装机 2 500 万 kW，其中 600 万 kW 来自海上风电。届时，法国风电发电量可达到每年 550 亿 kW·h，占总体电力消费的 10%。

在产业方面，参与法国风电市场的知名风电制造商有 Enercon、Vestas、Nordex 和 Repower，主要的开发商有 EDF Energies Nouvelles、Eole-RES 及 GDF-Suez。

（2）主要风电政策和措施

1）固定电价。2001 年起，法国开始采用固定电价政策，在 2006 年和 2008 年进行了调整。目前的电价水平是：项目运行前 10 年，陆上风电 8.2 欧分 /(kW·h)，海上风电 13 欧分 /(kW·h)，10 年之后根据实际风能状况和风机性能重新调整。

2）陆上风电审批政策。尽管为了完成欧盟的可再生能源目标，法国政府制定了 2 500 万 kW 的风电目标，但是受困于新的法律法规的影响，是否能实现 2020 年的发展目标还无法确定。新的法律法规增加了风电场开发商审批的难度，开发商需要与更多的管理部门沟通，获得更多的许可证，审批指标将更加严格。2011 年，法国政府出台新的法律条文，包括新的审批程序和规定来限制陆上风电的建设。

3）第一轮海上风电招标启动。海上风电方面，法国政府计划到 2020 年建设 600 万 kW 的海上风电场，2010 年，已经开展了第一轮海上风电项目招标，招标规模为 300 万 kW。这一举措的目的是刺激国内投资海上风电制造产业，使法国在欧洲海上风电拥有一席之地。

### 2. 波兰

（1）开发现状及目标　波兰是一个中欧国家，西面与德国接壤，南部与捷克和斯洛伐克为邻，东部与乌克兰和白俄罗斯相连，东北部和立陶宛及俄罗斯接壤，北面濒临波罗的海。海岸线长 528km。全境绝大部分是略有起伏的低平原（平均海拔 173m），地势北低南高，中部下凹。海拔 200m 以下的平原约占全国面积的 72%。全境属于由海洋性向大陆性气候过渡的温带阔叶林气候。

波兰的风电产业近几年出现较快增长趋势，截至 2011 年年底，波兰新增风电装机容量达到 437MW，进入欧洲市场前十名，累计风电装机容量达到 1 616MW，当年发电量达到 2 349TW·h，占波兰可再生能源发电量的 27%。波兰政府为了实现欧盟可再生能源指令目标，计划到 2020 年终端能源消费中必须有 15% 的能源供应来自可再生能源。2011 年，波兰政府向欧盟提交了其国家可再生能源行动计划（NREAP），预计到 2020 年其可再生能源比例将达到 15.5%。国家可再生能源行动计划主要依据《波兰 2030 年能源政策》和对本国可再生能源的深入研究。风电作为波兰增长最为迅速的可再生能源，预计将在 2020 年目标中占比达到 50% 左右，风电装机规模有望达到 6 550MW，其中 500MW 来自海上风电，550MW 来自小型风电系统。

波兰的风电产业主要被外国企业占据，主要的风机供应商有丹麦的维斯塔斯、西班牙的歌美飒、美国的 GE 风电和德国的 Enercon 公司，这几家公司占据了其 70% 的市场份额，其中维斯塔斯公司市场份额占有率达到 35%，其余的市场份额被几家德国制造商瓜分。波兰本土的制造企业仍处于起步阶段，但其钢铁业和冶炼行业正逐步进入到风机零部件制造行业，一些小型企业已经成为本地风机塔筒

的供应商。

（2）主要政策措施

1）可再生能源资源法（The Renewable Energy Sources Act）。2011 年 12 月，为了执行欧盟的可再生能源指令相应条款，波兰经济部公布了可再生能源资源法草案。该法案的主要目的是为波兰的可再生能源市场提供比较全面的规范。但是，新法案中的一些条款受到了广泛关注，有人认为新的规则会危害或者减慢可再生能源的发展，特别是风电的发展。

2）绿色证书制度和配额（Green Certificate scheme and RES）。波兰的可再生能源支撑体系主要以绿色证书交易机制和配额制为基础。能源企业可以获得原始证书或者交置换费（The substitution fee）。置换费根据每年的指数和国家能源管理办公室公布的置换费标准而定。每年，国家能源管理办公室会根据前几年的通货膨胀率来提高置换费。置换费的价格不断上涨，因而绿色证书的参考价格也相应上涨，2008 年证书的价格是每兆瓦·时 62.3 欧元，2009 年是每兆瓦·时 64.5 欧元，2010 年是每兆瓦·时 64.5 欧元，到 2011 年涨至每兆瓦·时 66.2 欧元。原始的证书参考价格是由国家能源管理办公室通过置换费确定的。根据法律规定，这个交易机制将运行到 2017 年为止。

### 3. 罗马尼亚

（1）开发现状　罗马尼亚是东欧国家（有时也被划分在南欧的范围内），位于东南欧巴尔干半岛东北部。北和东北与乌克兰、摩尔多瓦接壤，西北与匈牙利为邻，西南与塞尔维亚相接，南临保加利亚，东南临黑海。面积为 23.75 万 $km^2$，海岸线长 245km。地形奇特多样，境内平原、山地、丘陵各占约 1/3 的国土面积。大陆性温带阔叶林气候，夏季暖热，冬季寒冷，年平均气温 10℃左右。石油和天然气储量较丰富，还有煤、铁、铝土、金、铜、锌、铀、盐矿等。

罗马尼亚的电力供应目前以化石能源为主，2011 年化石能源占电力供应的 54%，大型水电占 25%，核电占 19%，风电只占约 2%。尽管风电比例非常小，但是罗马尼亚近几年的风电发展表现出强劲势头。作为欧洲新兴市场的领头羊，2011 年新增装机达到 520MW，延续了 2010 年新增装机 462MW 的良好势头，而在 2009 年，风电新增装机只有 14MW。截至 2011 年年底，罗马尼亚累计风电装机容量达到 982MW。罗马尼亚风电装机的 97% 位于黑海沿岸的 Dobrogea 地区，这里的风资源条件较好，海拔 100m 处的年平均风速可达到 7m/s，并且该区域地势平坦、人烟稀少，是非常理想的风电开发基地。另外两个非常具有潜力的区域是 Banat

和 Moldavia。

罗马尼亚风机市场的主要开发商是捷克的 CEZ 公司、EDP 公司和 Enel 绿色电力公司，这三大开发商拥有的风电场容量分别为 338MW、238MW 和 174MW。

（2）主要的政策措施和目标　2008 年 11 月，罗马尼亚通过了《可再生能源法》，这是罗马尼亚发展风电迈出的重要一步，明确了可再生能源绿色证书机制的实施期限为 15 年，包括对可再生能源投资的信贷担保和税收减免措施。2010 年，可再生能源法进行了第一次修正，修正案中反复强调了之前的可再生能源发展目标，到 2010 年总电力生产的 8.3%（不含水电）来自可再生能源，到 2020 年总电力生产的 20%（不含水电）来自可再生能源。修正案中明确指出 2016 年年底之前并网的风电项目将获得每兆瓦·时两个绿色证书，有效期到 2017 年，并且还可获得额外 15 年每兆瓦·时一个证书，用于鼓励风电尽早开发。每个绿色证书的初始价格在 27 ～ 55 欧元之间，每年根据欧洲地区的通货膨胀指数来调整上下限，2012 年的上限是 57.67 欧元。在新的机制下，未完成证书的供电商将受到惩罚，罚款额度从每个证书 110 欧元上升到 2012 年的 115.34 欧元。

2011 年 6 月，欧盟委员会同意了罗马尼亚的电力配额制促进机制，并从 2011 年 11 月开始实施。

### 4. 土耳其

（1）开发现状和未来目标　土耳其是一个横跨欧亚两洲的国家。北临黑海，南临地中海，东南与叙利亚、伊拉克接壤，西临爱琴海，并与希腊以及保加利亚接壤，东部与格鲁吉亚、亚美尼亚、阿塞拜疆和伊朗接壤。土耳其大陆西起巴尔干，东至高加索，全长 1 000mile(1mile=1 609.344m)，向北延伸至黑海，南部濒临地中海。它的气候温和，地形复杂，从沿海平原到山区草场，从雪松林到绵延的大草原，是世界植物资源最丰富的地区之一。

土耳其近年来的经济发展很快，人口增长和电力需求也大幅增加，土耳其已经成为过去 20 年中电力需求增加最快的国家之一。受石油、天然气资源的限制，土耳其近年来开始大力发展可再生能源，以提高本国的能源安全，减轻对化石能源的进口依赖。

土耳其的风资源条件非常好，适宜开发利用的风能资源可达到 47GW。近年来，土耳其的风电产业得到了快速发展，累计装机容量从 2007 年的 30MW 增长到 2011 年的 1 800MW。2011 年土耳其新增装机容量为 470MW，年增长率为 35%。土耳其计划到 2023 年，风电装机容量达到 20GW，占可再生能源电力的 30%。

土耳其的风电市场大部分被本地开发商占据。主要的风机塔筒制造商有AtesCelik、Alke、Cimtas 和 Enercon。主要的国内叶片生产商有 Aero Wind、Ayetek Wind 和 Altema Energy。在整机市场中，德国的 Enercon 公司拥有最大的市场份额，占比达到 32.65%，其次是维斯塔斯公司占 28.57%，Nordex 公司占 22.45%，GE 风能占 10.20%。

（2）主要的政策措施

1）电力市场改革。土耳其快速增长的经济创造了一个良好的投资环境，主要得益于其稳定的政治环境以及市场机制改革。土耳其的电力市场经历了重大的结构调整。作为迈向市场化的第一步，土耳其政府在 2001 年颁布了新的电力市场法，将国有电力公司重组为三个独立的公司，成立了土耳其国家管理机构（EMRA）。进行电力市场改革的目的主要是为了吸引私人投资，以满足每年平均 6% ～ 9% 的电力增长需求，同时也为了降低电价。2007 年公布了首轮的招标程序，并在 2011 年完成。EMRA 目前正在积极筹备新一轮的风电和太阳能的招标活动。

2）可再生能源法。2005 年，土耳其政府颁布了第一版可再生能源法，引入了固定电价政策，用以推动可再生能源发电技术的发展。2010 年，该法案进行了修订，将风电的价格调整为 5.54 欧分 /(kW • h)，期限为 10 年。此外，一些本地化的因素被补充到可再生能源法中，根据使用本地设备的比例，风电开发商可获得额外的 0.3 ～ 1.82 欧分 /(kW • h) 的电价补贴，期限为 5 年。尽管如此，土耳其的政策支持力度依然低于欧洲的其他国家，风电发电商可以自由地选择将电卖给国家电网或者卖给合格的外国客户，这样可以获得更高的风电电价。

3）其他政策。近年来，土耳其政府还采取了一些其他的政策措施来提高本地可再生能源发电量。这包括国家调度公司为所有的可再生能源项目提供并网服务，加强与欧洲电网的传输连接来稳定电力系统，使外资投资土耳其电力产业的门槛进一步提高等。

### 5.7.2 南美洲国家

#### 1. 巴西

（1）开发现状　巴西是拉丁美洲最大的国家，人口居世界第五，面积居世界第五。与乌拉圭、阿根廷、巴拉圭、玻利维亚、秘鲁、哥伦比亚、委内瑞拉、圭亚那、苏里南、法属圭亚那接壤。巴西拥有辽阔的农田和广袤的雨林，国内生产总值位居南美洲第一，世界第七，是南美洲国家联盟的成员国。

巴西的风能资源十分丰富，2001 年首个巴西风能地图册出版印刷，据估计

巴西的风能潜力（50m 高空）约 143GW。在 2008 年和 2009 年，新的评估显示在 80 ～ 100m 的高度，风能资源潜力超过 350GW。大量的无人居住区、7 400km 的海岸线和丰富的风能资源使巴西具备了成为风电强国的条件。

巴西风能资源最好的区域分布靠近电网和负荷中心，并且与水能可以很好地互补，适合建立抽水蓄能电站。巴西是目前拉美地区风电发展最为迅速的国家，2011 年巴西累计装机容量达到 1 509MW，增长率为 62.8%；新增装机容量 583MW，较 2010 年的新增装机 326MW 上涨 78.8%，增速明显。

制造业方面，巴西只有一家本土风机制造商 Wobben Windpower，属于德国 Enercon 公司的子公司，拥有两个制造工厂。其他的主要供应商有阿根廷的 Impsa，印度的 Suzlon 和丹麦的 Vestas，最新进入的还有 Alstom、Gamesa、GE Wind 和 SIEMENS。为了实现本地化率 60% 的目标，GE Wind 和 Alstom 已经开始在巴西建厂，Gamesa 和 Suzlon 也宣布即将在巴西建厂。巴西处于非常理想的市场地位，可以为广大的拉美国家供应风机，也可以向北美提供整机和零部件供应。

（2）支持风电的主要做法

1）PROINFA 项目计划。2002 年，巴西政府开始推行 PROINFA 项目计划，目的是推动可再生能源发展，到 2020 年可再生能源在电力供应中的比例提高到 10%。其中规划风电装机容量超过 1 100MW，后增加到 1 400MW。巴西的风电建设中有 95% 以上来自于该项目的资金支持。

2）备用能源招标活动和替代能源招标活动。2009 年，巴西政府开始第一轮备用能源招标活动。巴西能源部门开展了第一轮风电招标，签署了 71 个风电项目，规模共 180 万 kW，有六家风机厂商胜出，分别是：GE，IMPSA Wind，SIEMENS，Suzlon，Vestas 和 Wobben/Enercon。此次招标的平均电价约为每兆瓦·时 148 雷亚尔（约为 65 美元）。

2010 年，巴西政府又组织第二轮备用能源招标和替代能源招标，针对小水电、生物质和风电。在替代能源招标中，共签署了规模 152 万 kW 的风电项目，可以获得 20 年的固定收益。在备用能源招标中，共签署了规模 53 万 kW 的风电项目。

2011 年，巴西政府又签署了 70 个风电项目合同，共计 2 047MW 的装机容量。根据此次招标的要求，所有的替代能源招标项目要在 2014 年 3 月 1 日前并网发电，备用能源招标项目要在 2014 年 6 月 1 日前并网发电。

### 2. 智利

（1）开发现状　智利面积 756 626km$^2$，位于南美洲西南部，安第斯山脉西麓。东与阿根廷为邻，北与秘鲁、玻利维亚接壤，西临太平洋，南与南极洲隔海相望，是世界上地形最狭长的国家。智利是拉丁美洲比较富裕的国家，它拥有非常丰富的矿、林、水产资源，铜的蕴藏量居世界第一，它拥有世界上已知最大的铜矿，有“铜之王国”之称。

智利的化石能源资源并不丰富，主要依赖进口，受此影响，在过去的十年间，智利就发生过阶段性的能源短缺。此外，在夏季，智利还有较长的枯水期。因此，智利的能源价格在过去五年间翻了三倍。然而，智利的可再生能源资源非常丰富，风能、太阳能和地热能资源条件较好，目前可再生能源占能源结构的比例不到 1%。智利 65% 的电力供应来自火电厂，主要燃料是煤炭和天然气，34% 来自水电。预计在未来几年，智利的电力消费将以每年 6%～8% 的速度递增。

智利的风能资源条件良好，从北部沙漠到南部中心区都有非常理想的风资源条件，据估算智利的风能资源超过 40GW。2011 年，智利的可再生能源发展迅速，共启动了 5 000MW 的可再生能源项目，其中风电项目有 3 000MW。截至 2011 年年底，智利风电新增装机容量为 33MW，累计装机容量为 205MW。智利主要风电制造商是维斯塔斯、Seawind 工程公司和 Enel 绿色电力公司。

（2）主要做法　智利并没有专门针对风电的扶持政策。2008 年，智利的可再生能源法颁布实施，其中规定电力公司向终端用户售电的 5% 必须来自可再生能源。这一比例将逐步提高，到 2024 年达到 10%，不履行职责的公司将受到惩罚。智利可再生能源协会（ACERA）和其他机构对可再生能源法提出了一系列的修正意见，包括 2020 年将可再生能源比例提高到 20%，引入招投标机制，以及为可再生能源提供 12 年期的固定电价政策等。

## 5.7.3　亚洲其他国家

### 1. 日本

（1）风电发展状况　日本是位于亚洲大陆东岸外的太平洋岛国。西、北隔东海、日本海、鄂霍次克海，与中国、朝鲜、韩国、俄罗斯相望，东濒太平洋。领土由北海道、本州、四国、九州四个大岛和 3 900 多个小岛组成。日本由于地理位置的原因，极端天气不利于风电的发展。过去十几年，日本的风电装机迅速增长，近两年增速有所放缓，如图 5-3 所示。2011 年新增装机容量为 168MW，比

2010 年的 219MW 略低，总装机容量为 2 501MW。虽然日本海上风资源丰富，但是到 2010 年为止只有 11MW 的装机容量。

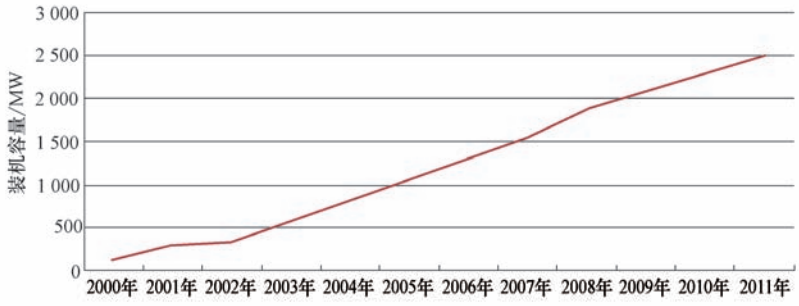



图 5-3　日本风电装机容量

日本国内有 4 个风机整机制造企业：三菱重工（2.4MW）、富士重工（2MW）、日本制钢所（2MW）和 Komai Tekko（300kW）。但外国风机制造商，如维斯塔斯公司、通用电气和 Enercon 占据着日本市场。三菱重工已经停止在日本销售风机，目前专注于国外市场，但是它仍然保持着 19% 的国内市场占有率。

影响日本风电市场发展的主要原因有四个，即极端天气、法律制度不稳定、电网约束和经济停滞。

恶劣的天气条件制约了日本风电市场的发展。由于地理原因，日本经常会发生台风、闪电、强阵风和剧烈湍流等严重影响风机正常工作的恶劣气候。2004 年和 2007 年都发生过大量风机严重受损的事故。目前正在开发专门针对日本气象和地理条件的安全标准，提供应对台风和雷击的技术措施。

2007 年 6 月开始生效的日本建筑规范规定：60m 或更高的风机会被视为一个建筑。根据此规定，安装风机需要政府的批准，而且规划应用程序的批准非常复杂，费时且昂贵。新的建筑规范生效后的日本市场瘫痪了整整一年，直到 2008 年 7 月才批准了第一个项目。

电网基础设施仍然是日本风电发展的障碍。日本的电力负荷主要集中在日本的中心区域，但风力资源最丰富的重点发展地区主要在 Tohoku、北海道以及南部九州岛等偏远地区，且电网容量比较小。

（2）支持风电开发的主要做法及未来目标　日本为促进新能源的开发和利用，颁布了一系列政策和法律，主要有 1997 年的《关于促进新能源利用等基本方针》和 2003 年 4 月实施的《新能源法》。2003 年的《新能源法》明确规定了日本采

用可再生能源配额制（RPS）来促进可再生能源的开发和利用，配额制目标每四年评估一次，2007年提出的2014年新目标是提供16.0TW•h的可再生能源发电量（占总发电量的1.63%）。日本的配额制法有许多弱点，例如目标过低、垃圾焚烧发电也算“可再生”发电、市场激励机制不够等。除了配额制，日本风能行业还能通过Field Test和New Energy Business Support项目等获得政府的补贴。

日本的远期目标是，到2050年可再生能源等替代能源将占其能源供应的50%以上，依靠提高能源效率和发展可再生能源减排温室气体80%以上。

### 2. 韩国

（1）风电开发状况　韩国位于亚洲大陆东北朝鲜半岛南部，东、南、西三面环海，面积9.96万$km^2$，半岛海岸线全长约1.7万km（包括岛屿海岸线）。韩国的领海与太平洋最西部的海域交汇。

韩国的风电发展处在起步期，在政府“绿色增长”战略支持下，近些年发展较快。2000年的装机容量仅为5.9MW，2010的装机容量为379.3MW，发电量也由16.7GW•h增加到812GW•h。2010年总发电量为461.7TW•h，风力发电仅占0.176%。2011年的新增装机容量为28MW，累计装机容量达到407MW。

韩国风电市场目前未能发展起来，部分原因是由于固定电价过低，另一部分原因是由于公众的反对意见。最近企业已经意识到风能产业所带来的商机，逐渐增加了投资。

韩国四个重工业公司已经宣布将开始采用国际技术进行整机生产：

1）现代重工，生产1.65MW、2MW及2.5MW的陆上风机和5.5MW的海上风机。

2）三星重工，生产2.5MW的陆上风机和5MW或更大装机容量的海上风机。

3）大宇船舶及海洋工程，生产1.25MW、2MW、6MW或更大装机容量的风机。

4）STX，生产2MW和7MW的风机。

现代和三星都已在2010年建厂，他们具有丰富的海洋工程经验，都在寻找国际风机制造商合作伙伴或联盟。

此外，其他几个本土的生产制造商，如晓星（Hyosung）、斗山重工（Doosan）和Unison正在研制自己的风机技术，其风机模型正在接受测试或进一步开发中。

韩国的风机零部件产业也很发达，有许多公司提供或计划提供塔架、叶片、主轴、发电机、变压器、变速箱、主控系统和电缆。

（2）主要政策措施及未来目标　2009年7月，韩国政府公布了《绿色增长国家战略及五年计划》，明确指出要通过发展绿色产业、应对气候变化和能源

自立等战略，使韩国在2020年年底跻身全球七大“绿色大国”，并在2050年成为全球五大“绿色强国”之一。此外，韩国政府还计划到2030年，将新再生能源普及率由2007年的2.1%提高到11%；将新再生能源在世界市场的占有率由2007年的0.7%提高到15%；新再生能源产值由2007年的5亿美元提高到1 300亿美元，使韩国跻身世界能源强国之列。2010年10月，韩国知识经济部公布了其“可再生能源产业发展战略”。该战略显示，韩国政府和民营企业将联合投资40万亿韩元，计划在2015年之前将可再生能源产业打造成韩国的主导产业。其中，太阳能和风能相关产业将通过资金投入达到占全球市场份额15%的目标。

2010年4月，韩国的可再生能源管理体制经历了从固定电价到可再生能源配额制的转变，从2012年起开始实施。根据新的规定，可再生能源电价由系统边际电价（电力市场最终交易价格）加上可再生能源证书（REC）的价格，旨在为可再生能源提供更高的补贴。陆上风电场经营者每生产1kW·h风电将收到一个REC，海上风电场可以获得2个REC。目前REC的价格是40韩元（合2.6欧分/3.5美分）。可再生能源证书有20年的有效期，可以为投资者提供长期的保证。

在配额制度下，13个最大的公共和私人机构都要求购买或利用可再生能源发电，规定可再生电力所占比例从2012年的2%逐渐增加到2022年的10%。根据RPS目标，以及风力发电将提供70%的可再生能源电力的假设，到2022年风电累计装机将达到15 660MW。韩国风能行业协会则给出了更适度的2025年13.5GW的目标。

## 5.8 发展风电的经验总结及对我国的启示

### 5.8.1 稳定的政策环境保障风电产业的可持续发展

风电产业作为一个新兴产业，其发展一直离不开稳定的政策环境，政策决策的力度也决定了风电产业发展的可持续性。从世界各国发展风电的历史可以看出，坚持连贯稳定的风电扶持政策对风电产业的快速发展非常重要。立法保障、明确的发展目标和积极的财税政策是大多数国家发展风电的一致选择。

注重立法的保护作用和规划目标的引导作用。德国、丹麦、西班牙等国先后制定了本国的能源法案或可再生能源法，立法明确了各国的风电发展目标，给本国风电产业的发展增强了信心。德国就多次修改其《可再生能源法》，将风电的发展目标不断提高，在最近一次修改中提出，到2030年其海上风电的总装机容

量将达 2 000 ～ 2 500MW，海上发电量将占德国电力需求总量的 15%。到 2050 年，德国 90% 以上的电力将来自新能源，其中约 50% 来自风能。丹麦政府在 1996 年的能源计划中，提出到 2030 年风电比例达 50% 的目标，2011 年又出台了丹麦 2050 年能源发展战略。虽然美国没有联邦级别的立法，但许多州政府也设立了本州的可再生能源发展目标。此外，多个国家通过立法或者其他强制手段，保障风电的优先上网权。早在 1976 年，丹麦环境部就要求风电强制上网，要求电网公司支付部分并网成本。1991 年，德国的《电力入网法》强制要求公用电力公司购买可再生能源电力，该法案确定了全球可再生能源发展最为重要的强制入网原则。而在欧洲的电力市场中，为了保证风电可以与火电、水电、核电等传统电源相竞争，规定风电以零电价参与市场竞争，确保优先购买风电。同时，根据风电技术发展进步不断地调整电价政策，使风电更具竞争力。丹麦的固定电价政策根据风机年代进行了详细的划分，每一阶段的风机都享受不同的电价补贴；德国也多次修改了《可再生能源法》，对固定上网电价补贴额度进行了补充和调整。此外，英国的可再生能源义务证书、美国部分州的可再生能源电力配额制（PRS）、澳大利亚的强制可再生能源目标（MRET），对风电的发展都有很好的促进作用。

重视风电政策实施的长效性。德国、丹麦、西班牙等是欧洲风电产业发展最具代表性的国家，这些国家整体产业链的发展较为稳定，并且技术优势较为明显。这主要受益于长效的政策支持，这几个国家的共同点是实施固定上网电价政策。固定上网电价政策的实施期通常在十年以上，通过长期的固定上网电价政策来吸引投资，为风力发电提供高昂补贴，有效地保障了风电场的投资回报率，进而带动整体产业链的健康发展。与之相反的是美国，由于其风电的扶持政策长期摇摆不定，导致其风电产业发展经常受到影响。美国的风电产业发展波动特征非常明显，其与联邦生产税抵免（PTC）政策息息相关，该政策的实施和停止使得美国风电产业发展几起几落，政策环境的不稳定使美国的风电产业投资者犹豫不决，经常会处于观望状态，而对技术创新的投入也无法有效转化，导致美国的风电技术较欧洲落后二十年。荷兰本来是风电发展较早的国家之一，但是却没能保持住在这个行业中先驱者的优势。荷兰的风能发展规模一直很小，其政策导向是鼓励应用而不鼓励本土制造业发展。由于荷兰的风电政策并不明晰，导致荷兰的海上风电发展出现了停滞。

我国也充分借鉴了国际经验，努力为风电产业营造一个稳定的发展环境。在 2006 年颁布实施了《可再生能源法》，明确了发展可再生能源的信心，制定了

一系列财税优惠政策和固定电价政策。随后制定了《可再生能源发展中长期规划》《可再生能源发展“十二五”规划》等，明确了风电的发展目标，带动了中国风电产业的飞速发展。通过特许权招标项目，开启了国内风电市场。

### 5.8.2 科学的技术标准和检测认证制度促进技术进步

科学的技术标准和检测认证制度可以有效地促进风电产业技术进步，规范市场竞争。丹麦是世界上第一个实施风机质量强制认证制度和采用标准化系统的国家，风电机组必须通过严格的安全和质量检测才能安装使用，必须获得指定机构的认证才能在国内销售。丹麦的检测认证体系一直走在世界的前列，丹麦的Riso国家实验室负责批准和认证风机的设计，以保障风机产品的可靠性和达到风机安全运行标准。德国也是风电技术标准和监测认证制度实施非常好的国家，其针对大规模风电并网制定了一系列的技术标准和规范，而且其技术规范要求高于国际电工委员会的标准。德国建立了完善的风电发电并网检测认证制度，对风电有明确的入网检测和认证规定，包括风电机组的入网检测和大型风电场的并网运行检测评价等，以保证风电机组性能和风电场运行特性满足系统安全稳定运行的要求。

在欧洲，风机检测认证体系已经十分完善，没有经过认证的产品是无法参与市场竞争的。检测认证制度保证了风电产品的质量，也促进了企业间的公平竞争。检测认证制度还保证了新型先进风电产品可顺利进入市场。由于风电产品对可靠性要求较高，一些发展时间较短的企业如果想进入市场，必须通过技术标准和检测认证来证明其产品的可靠性，这也从另一方面鼓励了技术创新。

技术标准和检测认证制度已经成为检验一个国家风电产业发展水平的工具，可以引导产业的技术创新和规范市场竞争，为各国风电制造商提供公平的竞争平台。当然，技术标准和检测认证制度在某些国家和地区也可作为本地市场保护的手段，提高市场准入的门槛，加长了市场进入的周期。目前，我国的风电技术标准和检测认证体系已初步建立，但还不够完善。2011年，我国密集出台了“大型风电场并网设计技术规范”等18项重要标准，涉及大型风电场并网、海上风电建设、风电机组状态监测、风电场电能质量、风电关键设备制造要求等风电产业发展目前急需的技术标准。此举也说明我国政府已经意识到风电技术标准和检测认证体系的重要性。为提升我国风电产业质量，促进风电产业的健康发展，应大力提升我国风电技术标准和检测认证体系的水平和国际影响力，对我国风电企业和风电市场的发展提供强有力的支撑。

### 5.8.3 电网和电力市场协调发展促进风电消纳

经过多年发展，欧洲风电已从分散开发走向集中开发，风电并网已从配电网向输电网发展。欧洲成功实现大规模风电并网和有效利用，其跨国互联电网、风电并网管理规范、风电并网运行管理及相关政策法规、统一的电力市场及灵活的电价机制都发挥了重要的作用。

通过跨国电力电量交换，扩大风电消纳范围是实现风电大规模并网和有效利用的重要因素。风电出力的波动性以及电力系统要求功率实时平衡的特点，决定了风电难以独立向用户供电，只能依托大电网实现风电最大限度利用。北欧互联电网是目前世界主要跨国互联电网之一，其跨国交换电量占总用电量的比例达到16% 左右。丹麦电网分为东部电网和西部电网两部分，西部电网属于北欧互联电网，东部电网通过德国与欧洲大陆电网相连。丹麦是一个电源结构以火电和风电为主的国家，与周边国家的跨国电力电量交换是丹麦风电比例接近 20% 的重要原因。丹麦与瑞典有 7 条联络线，丹麦西部与挪威以 3 回海底直流电缆联网。值得注意的是，从净电量来看，丹麦实际是一个电量输入国，且交换电量很大而净电量很小。2008 年，丹麦进口电量 128.66 亿 kW·h，出口电量 114.13 亿 kW·h，交换电量为 242.79 亿 kW·h，净进口电量仅 14.53 亿 kW·h，通过跨国调剂，置换出风电电量，实现了风电的有效利用。

提高电网规划和调度运行水平，实现风电与电网的协调发展。大规模风电入网不仅需要加强配电网，也必须加强输电网。目前西班牙 61% 的风电接入输电网，39% 的风电接入配电网，大规模风电入网将对电网规划产生重大影响。为了在确保系统安全运行的前提下，最大限度提高可再生能源入网规模，西班牙率先在电力调度中心内成立了专门的可再生能源控制中心，其主要职责是实现与电力调度中心、可再生能源电场监控中心实时数据通信，接收可再生能源监控中心实时运行数据，并将数据传送至电力调度控制中心。通过可再生能源电场监控中心对所有风电场进行监控，提高系统运行的安全性和效率，通过实时监控系统调整生产计划，以提高可再生能源的消纳能力。丹麦也专门针对风电设计了一整套调度运行法则，通过风电预报预测工具，实现实时的电力调度和结算。

加强风功率预测及管理。现代电力系统是一个自动化水平很高的系统，风电的波动性对于电力系统安全稳定运行并不十分可怕，可怕的是风电的随机性和不可预测性。没有风功率预测，电网无法进行系统的优化调度，无法实现风电的优先调度和最大限度的利用。欧洲各风电大国十分重视风功率预测，风电场和电网

调度机构都建立了风功率预测系统，风电场主要负责自身的风功率预测，为其在电力市场获得预期发电计划以及市场竞价服务，以保证自身经济效益。调度机构主要负责预测调度范围内风电的总出力，以合理安排系统运行方式，确保系统有足够的备用容量应对紧急事故，保障电力系统安全稳定运行。二者的工作既互相联系但又有区别，是不可替代的。主要风电大国都采取多种措施提高风功率预测的精度。一是采用多种预测模型进行风功率预测；二是通过加强对风电场风功率预测的考核管理，有效提高了预测精度。在丹麦，只要风电场预测出力与实际出力出现偏差，风电场就需要支付高昂的调峰成本，因此，为了降低误差，减少损失，电力公司会通过内部风电和火电的电源调节，达到预测出力的目的。

统一的电力市场及配套灵活的电价机制，充分发挥了互联电网在风电大规模并网和有效利用中的调配作用。北欧互联电网统一的电力市场、灵活的风电电价机制，为实现互联电网电力电量的调配发挥了重要作用。目前北欧现货市场风电电价结算办法是，对于已建成、执行固定电价的风电场，采用低于固定电价的市场电价加补贴电价结算，新建风电场采用市场电价加补贴电价结算。值得一提的是，部分国家为应对大规模风电并网对系统功率平衡的影响，采取了负电价交易制度。德国电力市场早在 2003 年就采用了负电价交易制度，北欧电力市场于 2009 年 11 月 30 日正式推出了负电价交易制度，规定了发电商在负电价时段如果仍然上网发电，需要向电网支付费用，而用户将获得用电收益。丹麦西部电网现货电力市场在 2009 年 12 月首次出现了负电价。实施负电价机制主要是激励用户增加在低谷时段的用电量，提高风电电量消纳。负电价也会降低一些风电场发电的意愿而选择自动停机。负电价机制通常在电价低于零之前就能帮助系统实现功率平衡。

### 5.8.4 重视基础风电共性技术研发加快成本下降

考虑到风电在未来清洁能源领域的重要地位，应重视基础风电共性技术的研究，如同工业化时代重视汽轮发电、水力发电、核能发电等共性技术的研究一样。欧美风电大国对技术创新非常重视，为促进风电技术的发展，降低风电的成本，一些国家设立专项研发扶持基金，建立本国的公共技术服务平台。美国的国家可再生能源实验室（NREL）、丹麦的可再生能源国家实验室（Riso）、德国的风能研究所（DEWI）和荷兰的能源研究中心（ECN）等机构都设立了风力发电机模型仿真系统、风电设备试验中心以及试验风电场等公共技术平台，为行业服务。丹麦、德国、美国都对本国的基础研发投入了大量的资金，在风电产业起步的早期，

这些资金主要用于降低风电成本的相关研究，并重视风电应用技术的研发，包括风电场的选址、并网问题的研究和风资源评价等。随着技术的进步，政府的资金用途也在转变，目前欧美等国的研发资金主要用于海上风电领域的技术研发和基础科研、海上风资源的评估等方向。

英国政府提出在未来十年将在海上风电技术研发、产业链建设、投融资等方面给予资金支持，其中 2011—2015 年拟投入 3 000 万英镑技术研发资金以降低海上风电成本到 100 英镑 /（MW • h），建立可再生能源技术和创新中心，能源研究所提供 2 500 万英镑资金，用以帮助英国国家可再生能源研究中心建立海上风电设备传动链测试中心。

基础研究是产业创新的根本，是风电产业可持续发展的基础，是面对激烈竞争的源动力。基础研究投入少，风机设计原理等基础理论研究不足，也导致应用技术转化阶段的创新能力不足，缺少核心技术已经成为影响我国风电产业后续发展的短板。目前，我国企业大部分通过引进外国技术、购买专利权来获得风电核心技术，但是在消化吸收转化的过程中，仍无法摆脱外国企业的控制。通过收购外国研发实验室、吸引外国研发人员等办法，仍不能设计出适合我国气候环境的风机产品。因此，必须通过自主创新来增强我国企业的核心竞争力，单独依靠企业的技术团队无法解决共性问题，必须依靠国家的投入，加强基础研究投入，建立健全相关的公共数据库和共性软件系统，成立国家级的技术研发中心、试验风电场等公共技术平台，不断积累风机发展的经验，培养我国自己的人才队伍，才能有效地提升我国风电产业的整体竞争力。

# 第 6 章

# 我国风电开发现状及未来发展战略

## 6.1 我国风电开发历程

新中国成立后，我国风能开发利用有了新发展。20 世纪 50 年代后期，我国开始了近代风力发电技术的研究工作。1957—1959 年在江苏、吉林、辽宁、安徽、新疆等地安装了一些功率在 10kW 以下，风轮直径在 10m 以下的小型风力发电装置。

1972 年 7 月，浙江省绍兴粮油机械加工厂试制了 1 台 FD13-18kW 风力发电机组样机。该样机由华东电力设计院、浙江省机械研究所、浙江省水电设计院等单位联合设计，安装在绍兴附近山区的雄鹅峰，断续运行近 300h，后因故障停运。

1975 年以后，一些部门的研究机构及大学相继开展了风力发电的研究工作，主要包括风轮转子叶片翼型、风轮结构及其气动性能的研究、设计、计算及实验，以及风轮叶片制造工艺、风轮限速调速系统研究、适用于风力发电的不同类型和容量的发电机的研制、风力发电运行方式的研究、风电系统的计算模拟研究等项目，表明我国已向现代风力发电机组研制迈进。从 1977 年 FD13-18kW 风力发电机组安装于崾泗岛，到 2008 年年底 3MW 风力发电机组下线，历经 30 多年发展，我国风能开发利用发生了革命性的变化。

### 1. 最初的风电研发

1978—1985 年，风力发电试验在一些地区逐渐兴起，犹如阵阵春风催生了绿色能源的亮光，期间浙江崾泗岛、北京八达岭、福建平潭等风电试验站相继诞生，成为这一阶段我国风电探索活动最具标志性的事件。

1978 年 5 月 18 日，钱学森在给时任中国空气动力研究中心科技部副部长韩志华的信中指出：“我看风力发电的问题，具体到风力发电中空气动力学问题，应该列入计划，可让一所（低速所）干，成立课题组”，并要求在进行一段工作后写出报告，召开全国范围的技术会议，研究工作规划。不久，在低速所成立了风能研究课题组，开始风能利用的研究工作。

1982 年 5 月，福建省电力中心试验所、福建省机械研究所等单位联合设计的 FDS21-55kW 风力发电机组在福建平潭风力发电试验站并网运行成功。该机组的研制被列入国家“六五”（1981—1985 年）科技计划，在福州发电设备厂完成样机试制。机组风轮为水平轴下风向布置，桨叶采用直升飞机的退役叶片，自动调速调向，塔架高 16.2m，为空心圆柱形混凝土结构。

1980 年，清华大学研究设计了 $\phi$6-4kW 立轴风力发电机组。该机组由浙江电力修造厂、北京玻璃钢研究所负责制造，安装于北京八达岭风力发电试验站。这是我国首台变极双速异步风力发电机的并网运行。该机风轮叶片为跳绳绳索型，风轮直径 6m，采用行星摆线针轮增速器，并研制了相应的控制系统。

八达岭风力发电试验站由原水利电力部列车电业局于 1979 年建立，1983 年 6 月移交给华北电业管理局北京电力科学研究所。按照国家当时要求，该站将逐步建设成为面向全国的风电科研试验中心、技术培训中心、科技情报中心和技术推广中心。该试验站利用较好的风资源和优越的地理条件，安装了数十台各种类型、型号的风力发电机组，建立了 104m 的测风塔，引进了各种测试设备，进行了大量科学试验，对我国的风电事业发展起到了重要示范和推动作用。

1983 年 6 月，中国空气动力研究与发展中心低速所设计并制造了 $\phi$6-2kW 立轴风力发电机组，后经风洞试验和修改改进，于同年 12 月投入运行，并开始小批量生产，分别安装在江苏江阴、内蒙古锡盟、四川安县和西藏那曲等地。

小型风力发电机组在我国一直广泛应用于提水、灌溉、路灯、油田、偏远地区农牧民照明等，并且出口到非洲、欧洲等地区。目前我国小风电出口仍然保持着旺盛势头。

1983 年 1 月 2 日，时任中共中央总书记胡耀邦视察北京八达岭风电试验站时指示，“我们可以引进国外技术，和国外合作生产，以提高风力发电设备的制造水平，加快我国风力发电事业的发展。”

1984 年 8 月 23 日，由中国太阳能学会风能专业委员会举办的“利用风能开发西北第一次学术讨论会”在酒泉召开。

1985 年 8 月 3 日至 6 日，由中国太阳能学会举办的“国际太阳能风能会议暨国际可再生能源展览会”在北京成功举行。这是我国首次举办的太阳能、风能领域的国际性会议。

1977—1985 年为我国风力发电试验探索阶段，期间有实用价值的离网式小型风力发电机组发展较快，对解决边远地区农、牧、渔民基本生活用电起到了重要作用。同时并网风电的试验也日趋活跃，一批企业，如国营汾西机器厂、商都牧业机械厂、浙江省乐清机械厂，因试制风力发电机组产品而闻名。

### 2. 风力发电技术示范应用逐步扩大

1986—1997 年，我国风力发电技术示范应用逐步扩大，开始改变人们的观念和生活，不仅如此，1986 年“风能开发利用”已列入国家“七五”（1986—

1990 年）科技攻关计划，到 1997 年年底全国已建成 18 个风电场，装机容量达 16.67 万 kW。

1986 年 5 月 1 日我国首个示范性风电场在山东荣成马兰湾建成并网发电，标志着我国风力发电技术进入示范应用阶段。该风电场由山东省政府和原航空部投资兴建，引进安装 3 台丹麦 Vestas 55kW 机组（小电机 11kW，失速调节、叶尖制动，叶轮直径 15.3m）。目前，这 3 台机组仍在运行。

1988 年 1 月，我国自主研制的首台 200kW 大型风力发电机组（FD32-200）在福建平潭风电场完成吊装，这是国产风电设备研制进程中的一个重要探索。该机组由原水电部杭州机械设计研究所、福建机器厂、上海玻璃钢研究所、福建省电力试验研究院、平潭县风力发电试验站等单位联合研制。机组为三叶片、下风向、变桨距调节，叶轮直径为 32m，额定风速 11.5m/s，于 1991 年 12 月并网发电，1993 年 4 月通过原能源部组织的技术鉴定。

1989 年 10 月，新疆达坂城风电一场建成投产。该风电场是 1987 年经过中国外经贸部与丹麦外交部开发署协商，利用丹麦政府赠款 320 万美元建设的。该风电场安装了 13 台丹麦 Bonus 150kW 失速型机组和 1 台 Wincon 100kW 机组，总装机容量达 2 050kW，为当时亚洲第一。之后，该风电场利用 1995 年至 1996 年德国政府推出的黄金计划引进了 3 个厂家的 8 台大型风力发电机组，装机容量增加了 4 050kW。其中，2 台 Tacke 600kW 机组在 1996 年投运时为全国单机容量之冠。

1989 年 12 月，内蒙古朱日和风电场建成并网发电。该风电场由内蒙古电力管理局筹资兴建，装有 5 台美国 Windpower 56-100kW 风力发电机组。1991 年 4 月再次引进安装 6 台同样机组；1993 年 9 月使用德国“黄金计划”的部分赠款引进安装 4 台德国 HSM-250T 机组；1994 年 12 月安装 10 台丹麦 Bonus-HEEW-120kW 机组、3 台 Nordtank-300kW 机组。这样，朱日和风电场总装机容量达到 4 200kW。

1991 年 6 月，新组建的能源部在北京召开全国风力发电建设规划会议，提出了“九五”期间我国风电装机容量力争达到 100 万 kW 的宏伟目标。时任能源部部长的黄毅诚强调，要把风力发电建设成为电力工业的一个方面军，并就开展风力发电机组国产化研制、风电与电网关系等问题作了重要指示。有评论称，此次会议吹响了我国风力发电开始进入工业化进程的号角。

1992 年 12 月，由新疆电力局投资，引进丹麦政府混合贷款的达坂城风电二场建成投产。1994 年 12 月 25 日，该场装机容量达到 1.01 万 kW，成为我国第一家装机容量突破 1 万 kW 的风电场。该风电场陆续使用国家经贸委“双加工程”

（加快技术改造，加大投资力度）贷款进行扩建，到1998年年底装机达111台，装机容量达到5.75万kW，装机规模和单机容量均居全国第一位。

1994年10月，南澳风电场第四期工程建成。该风电场由中国福霖风能开发公司和汕头电力局合作兴建，引进15台Nordtank 200kW风力发电机组，装机容量3 000kW。这是南澳首个公司化商业性运营项目。到1997年，南澳风电场装机容量达12 330kW（其中国产机组400kW），成为业内瞩目的风电明星之一。

1995年5月10日，江泽民总书记、李鹏总理在参观全国工业技术进步与农村电气化成就展览时，在新疆风电场模型展台前，仔细询问全国风能资源、风电千瓦造价等问题。

1995年10月，中国第一拖拉机制造公司与德国胡苏姆（HSM）合作，引进技术生产了10台250kW风力发电机组，其中4台安装在内蒙古辉腾锡勒风电场，6台安装于海南东方风电场，该机组国产化率为20%。

1996年初，隶属航天工业总公司、专门从事大型风力发电机组设计研制的北京万电有限责任公司与奥地利PEHR公司签订合同，引进600kW变桨距型机组的设计和工艺技术开始研制生产。首台样机于2000年1月在内蒙古辉腾锡勒风电场开始试运行；2003年4月，又有3台样机在内蒙古辉腾锡勒风电场并网发电。

“八五”（1991—1995年）期间，由中国风能中心组织浙江省机电研究院、杭州发电设备厂、上海玻璃钢研究所、杭州齿轮箱厂等8个单位，承担了国家科委“200kW风力发电机组研制”项目，在吸收消化国外技术的基础上，进行自主设计研发，历经5年多的艰难攻关，终于研制出风轮直径24m、失速型200kW风力发电机组（FD24-200），首台样机1997年4月在辽宁东岗风电场试运行，第二批2台样机于1997年12月在南澳风电场投入运行。后来对该机组进行了改型设计，开发制造了3台250kW机组（FD25-250），国产化率达到80%，是我国风电设备制造进程中的一个里程碑。

1986—1997年为我国风力发电示范应用阶段，一方面更多的国外风力发电机组落户我国风电场，另一方面国产化风力发电机组研制取得了积极成果。期间，原国家科委、原国家计委和原国家经贸委共同制定发布了《中国新能源和可再生能源发展纲要（1996—2010）》；原电力工业部制定下发了《风力发电场并网运行管理规定（试行）》；原国家经贸委实施了“双加工程”。这一系列政策的发布和项目的实施，对风电发展产生了积极的助推作用，促进了风电发展由示范应用向规模化、产业化发展阶段的转变。

### 3. 风电规模化开发起步阶段

1998—2004 年，我国风力发电规模化建设已成气候，受诸多利好因素的积极影响，风电发展风生水起，到 2004 年年底已建成 43 个风电场，并网风电装机容量达到 76.4 万 kW，跻身世界 10 强行列。

1998 年 7 月，由汕头南方风能开发公司与荷兰 Nuon 公司合作投资建设的汕头丹南 24MW 风电场在南澳果老山投产发电。该项目开创了中外合资在中国建设风电场的先河，安装 40 台 NEG Micon 600kW 风力发电机组，是当时国内装机规模最大的风电建设中外合作项目，取得了宝贵的发展经验。

1998 年 10 月，山东长岛风电场动工兴建。项目总投资 6 266 万元（其中利用德国贷款 716 万马克），是山东省第一个大型商业化运营的风电场，1999 年 9 月建成发电，安装 9 台 Nordex 600kW 机组。

1997—2000 年，新疆金风科技股份有限公司与新疆风能公司、新疆风能研究所共同承担了“九五”（1995—2000 年）国家重点科技攻关项目 600kW 机组的研制任务。在引进消化吸收国外先进技术的基础上，进行了技术创新，陆续研制成国产化率分别为 33%、54%、78%、96% 的 10 台 600kW 机组，先后在达坂城风电场投入运行。该机组在总体设计改进、国产电控系统、发电机、齿轮箱设计研制等方面有技术创新和自主知识产权，被评为 2000 年度国家科技进步一等奖。

1998—2004 年，政府组织实施的“乘风计划”“双加工程”及国债项目、风电特许权、技术研究与开发以及产业化支持项目，加快了这一时段风电规模化建设的步伐，彰显了强劲发展的势头。与此相呼应的是，在国家规划的指引和风电装备国产化等有关政策的扶持下，出现了新疆金风、浙江运达、中航惠腾、上海电机、兰州电机、南京高齿、重齿等一些呈现良好发展势头的风电整机和零部件制造企业，在一定程度上显示了我国风电设备制造业蓄势待发的态势。

### 4. 风电规模化开发阶段

2005—2008 年，我国风力发电风起云涌，快速推进，年均增长率达 153.35%，2008 年累计装机容量达到 1 221 万 kW，提前两年实现了 2010 年风电装机容量 1 000 万 kW 的目标，预示风电成为我国第三大主力发电电源成为可能。

2005 年《可再生能源法》颁布后，我国先后发布了《可再生能源发展“十一五”规划》，下发《关于调整大功率风力发电机组及其关键零部件、原材料进口税收政策的通知》，公布了《风力发电设备产业化专项资金管理暂行办法》等文件，这些风电政策使我国风电发展步入快车道。

2005 年之前，中国只有少数几家风电设备制造商，风电建设主要依赖进口设备。到 2007 年本地化机组市场份额达到 55.9%，首次超过进口机组。2008 年当年新增本地化机组市场份额为 75.6%，整机制造商已超过 70 家。

在风电整机产业快速发展的带动以及风电设备国产化率政策的引导下，我国风电零部件制造产业链趋于完善，已经形成了涵盖叶片、齿轮箱、发电机、变桨偏航系统、轮毂、塔架等主要零部件的生产体系，尤其控制系统和变流系统等核心零部件的研制及产业化瓶颈问题也有了积极改观。

2006 年以来，在《促进风电产业发展实施意见》和《风力发电设备产业化专项资金管理暂行办法》的指导下，我国启动风能资源评价、风电设备检测和技术规范研究工作，有效提升了服务产业发展的技术能力。

2008 年 8 月，酒泉地区十兆瓦级风电基地第一期 380 万 kW 风电设备招标工作完成，标志着酒泉风电基地建设工作已全面启动。建设十兆瓦级风电基地思路的提出和实施，是我国风电发展进程中具有里程碑意义的事件。



## 6.2 我国风电开发现状和取得的成就

### 6.2.1 我国支持风电发展的政策框架

#### 1. 可再生能源发展政策框架

2005 年 2 月 28 日，全国人大通过了《可再生能源法》。随后，国家发展和改革委员会颁布《可再生能源发电有关管理规定》和《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》等实施细则。至此，政府支持可再生能源发展的政策框架已基本形成 —— 国家制定可再生能源发展总量目标，并通过国家和省两级的可再生能源发展规划来体现和具体实施。国家根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定并公布可再生能源发电上网电价；为促进可再生能源发展，国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度，即电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量；由于可再生能源发电上网电价高出常规能源平均上网电价，由此产生的高出费用，通过在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加进行补偿。另外，为了保证国家发展总量目标的实现，政府能源主管部门在适当时机，另行颁布给大型发电企业一定的可再生能源发电配额指标的实施办法。整个法律框架下的能源和价格

流程如图 6-1 所示。

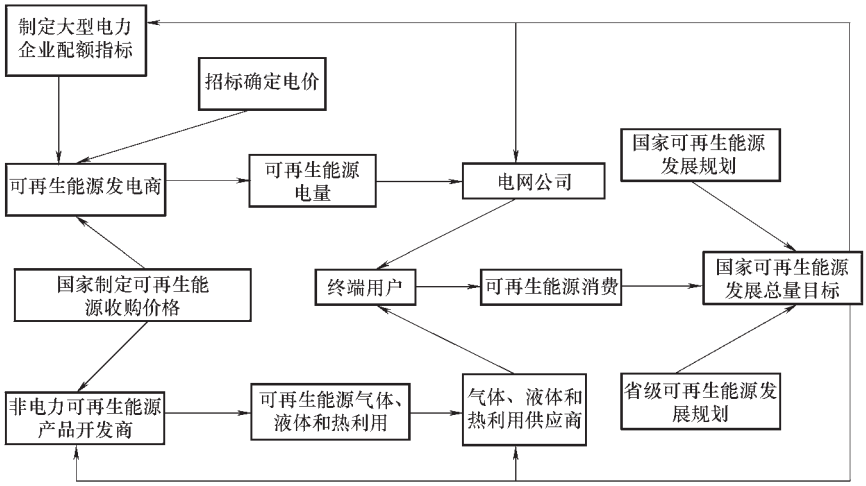



图 6-1　中国可再生能源发展政策和战略框架

## 2. 风电发展政策

《可再生能源法》和配套实施细则及相应管理办法的颁布施行，明确了风电发展政策。《可再生能源中长期发展规划》《可再生能源发展“十一五”规划》等文件，为中国开发利用风能资源提出了发展目标。国家发展和改革委员会发布的《促进风电产业发展实施意见》中，确立了当前中国风电发展的主要任务和目标、基本思路和原则，并对风资源评价、风电设备检测认证和产业化、风电技术能力建设、电网规划和技术研究、风电场管理等具体工作提出了实施意见。为促进风电技术进步，国家科技部在科技支撑计划和“863 计划”“973 计划”中，对风电技术发展都给予重点支持。

风电特许权招标项目对中国风电开发政策的形成并逐步完善起到举足轻重的作用，5 万 kW 以上的项目由中央政府审批，5 万 kW 以下的项目由省级人民政府审批，风力发电上网电价采用政府指导价（按照招标形成的价格确定）。实际上风电招标确定的电价，也是固定电价的一种形式。中标项目的开发商，在项目经营期（25 年）内，将执行两段制电价政策。风电场累计上网电量在等效满负荷小时数 30 000h 以内为第一段电价执行期，电价按中标价执行；风电场累计上网电量在等效满负荷小时数 30 000h 以上到经营期满为第二段电价执行期，电价执行当时本地电力市场的燃煤电厂脱硫机组的上网电价。

经过对五期特许权招标项目和各省风电建设项目经验的总结，我国逐步摸索并建立了风电区域固定电价政策。国家发展和改革委员会于 2009 年 7 月公布了以风能资源状况和工程建设条件确定的四类风能资源区相应的标杆上网电价，见

表 6-1。实行标杆电价，通过事先公布标杆电价水平，为投资者提供了一个明确的投资预期，鼓励开发优质资源，限制开发劣质资源，保证风电开发的有序进行。

表 6-1　全国风力发电标杆上网电价

| 资源区 | 标杆上网电价 /［元 /(kW·h)］ | 各资源区所包括的地区 |
|---|---|---|
| Ⅰ类资源区 | 0.51 | 内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市 |
| Ⅱ类资源区 | 0.54 | 河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市 |
| Ⅲ类资源区 | 0.58 | 吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区；甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区 |
| Ⅳ类资源区 | 0.61 | 除Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类资源区以外的其他地区 |

## 6.2.2　风电开发现状

### 1. 总体情况

2011 年我国（不包括台湾地区）新增安装风力发电机组 11 409 台，装机容量 17 630.9MW，累计安装风力发电机组 45 894 台，装机容量 62 364.2MW，年增长 39.4%。2001—2011 年中国历年新增及累计风电装机容量如图 6-2 所示。

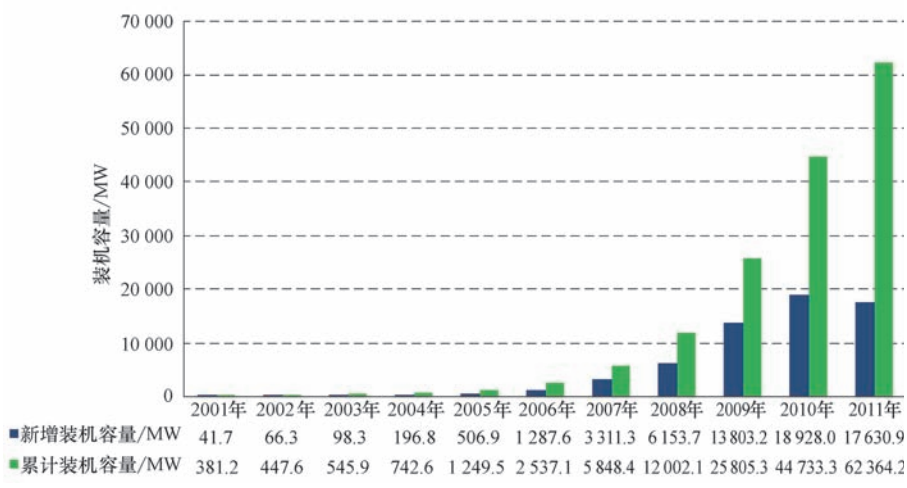



图 6-2　2001—2011 年中国历年新增及累计风电装机容量

数据来源：CWEA

### 2. 区域开发情况

2011 年，华北地区继续保持了全国领先水平，风电总装机容量超过 2 000 万 kW，其中内蒙古自治区新增和累计风电装机容量都保持了全国第一的位置，累计装机容量达到 17 594MW；河北省新增装机容量为 2 175.5MW，累计装机容量接近 7 000MW，超过甘肃省成为风电装机容量第二大省；山西省风电装机也出现了较快增长，当年新增装机容量 933.6MW。由于受到风电并网问题的制约，东北、西北地区风电装机虽然也有所增长，但整个三北地区的风电装机增长速度相对前几年有所放缓。另外，华东、中南、西南等低风速地区风电开发节奏逐渐加快，平均增长率超过 50%，尤其是云贵地区的风电装机上升趋势明显，带动整个西南地区累计风电装机容量年增长率达到 129%；华东地区中的山东省新增装机容量为 1 924.5MW，累计装机容量达到 4 562.3MW，超过吉林省成为全国第三大风电装机容量省份；中南地区也开始实现由一两个风电示范项目向风电商业化开发应用的转变。2006—2011 年中国各行政区域累计风电装机容量如图 6-3 所示。

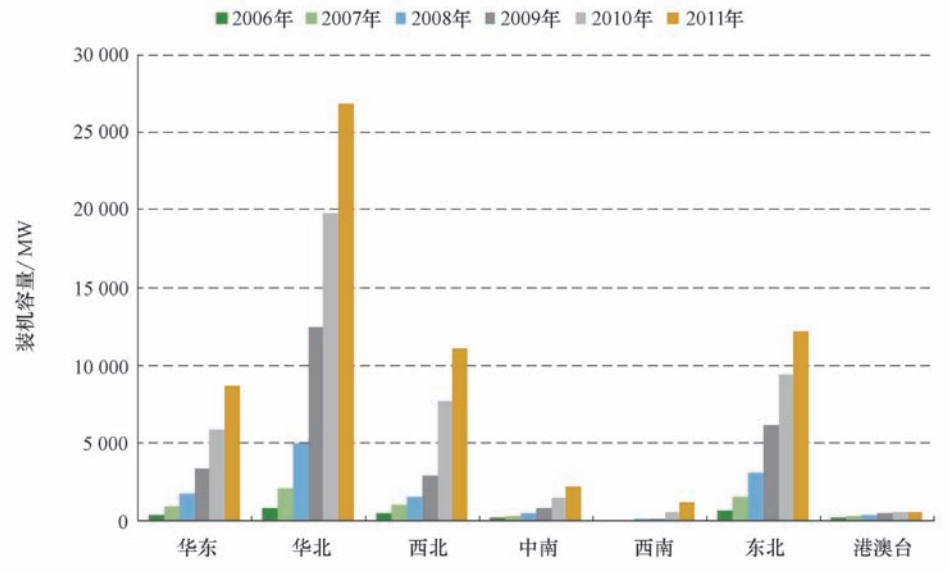



图 6-3　2006—2011 年中国各行政区域累计风电装机容量

数据来源：CWEA

## 6.2.3　风电产业现状

### 1. 风电技术现状

中国风电技术是从 20 世纪 70 年代开始起步的，经过几个五年计划的科技攻关，从百瓦级小型风力发电机组发展到兆瓦级大型风力发电机组，取得了长足的

进步。中国大型风力发电机组的研发是从 20 世纪 80 年代中期开始的，在原国家科委的科技攻关项目支持下，完成了百千瓦级风力发电机组的概念设计，并在此基础上吸收国外先进技术，研制了 100 ～ 300kW 风力发电机组。到 20 世纪 90 年代中期，我国政府相继出台了一系列发展风电的政策，促进了大型风力发电机组产业的发展，先后研制了 600kW 和 750kW 风力发电机组，并逐步形成批量生产，在全国建设的风电场也促进了风电技术的发展。在国家科技攻关项目和“863 高科技项目”的支持下，从 21 世纪开始研制兆瓦级风力发电机组。

（1）风力发电机组功率逐步增大　2005 年以前，我国安装的多是百千瓦级的风力发电机组，如常见的 250 ～ 300kW、600kW、750 ～ 850kW 等功率级别的机组。此后的第一、二期特许权项目招标中出现了进口兆瓦级风力发电机组参与投标。2005—2007 年，兆瓦级风力发电机组成为中国市场的主流机组，其年增装机容量已达百万千瓦。2007 年，中国安装风力发电机组的平均功率超过 1MW。尽管近几年中国安装风力发电机组的平均功率呈现平稳上升趋势，但绝对值还显著低于欧美风电强国，2005—2011 年世界主要风电大国安装机组平均功率如图 6-4 所示。2011 年，中国安装风力发电机组的平均功率为 1 548kW，美国安装风力发电机组的平均功率为 1 982kW，欧洲主要国家安装风力发电机组的平均功率在 2 000kW 左右。我国安装风力发电机组的年平均功率较低，很大程度上反映了我国的多兆瓦级风力发电机组技术与欧美风电强国还存在较大差距。

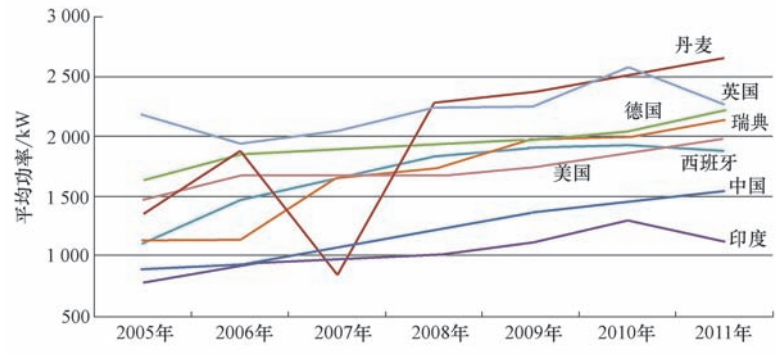



图 6-4　2005—2011 年世界主要风电大国安装机组平均功率

（2）风力发电机组型式　由于具有风能转换效率高、电能质量好以及可大幅降低载荷等优点，上风向水平轴变桨变速恒频型风力发电机组仍然是目前大型风力发电机组的主流风力发电机组型式。2009 年，在全球新安装的风力发电机组中，有 92% 以上是变桨变速恒频型。当年我国新增的风力发电机组中，变桨变

速恒频型风力发电机组占 80% 以上的市场份额。相比而言，大型垂直轴风力发电机组因其风能转换效率较低，结构动力学特性复杂以及起动和停机控制难等问题，没有经受住实践考验，逐步退出了市场。但是，这种风力发电机组型式因具有无偏航系统、齿轮箱及发电机可以置于地面等优点，目前相关研究还在进行之中。

（3）风力发电机组传动链技术　目前世界上主流风力发电机组主要采用多级齿轮箱与双馈异步高速发电机组合的传动链，在中国市场上也是最主流的传动链技术形式。在 2006—2011 年，这种形式的机组一直保持着 60% 以上的市场份额。2006—2011 年不同传动形式机组安装比例如图 6-5 所示。

近年来，直驱传动链技术具有结构简单且可靠性高的优点，在全世界得到了关注。其中德国著名企业 Enercon 就是直驱概念的最初提出者和产品主要制造企业，在中国也有较大的发展和应用，2007—2011 年直驱技术产品所占市场份额从 2% 上升至 25%。我国企业在直驱传动链中广泛应用永磁同步发电机组，对世界范围内的直驱技术水平的提高和市场份额的扩大起到了推动作用。

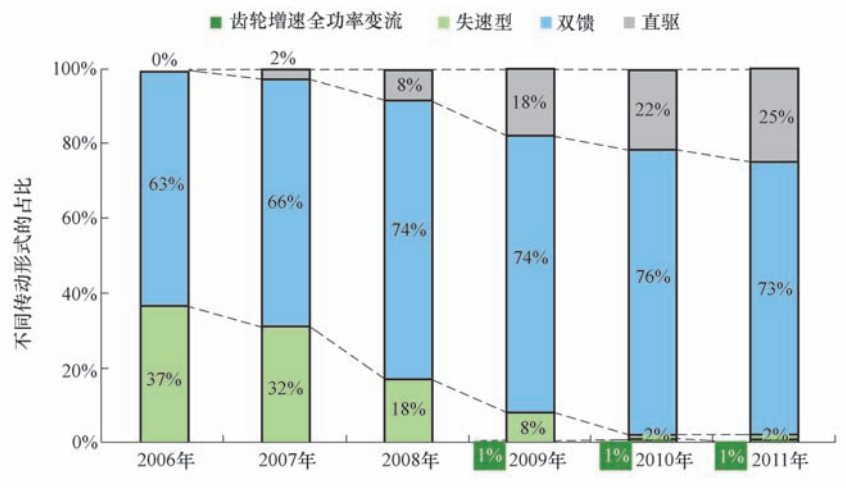



图 6-5　2006—2011 年不同传动形式机组安装比例

数据来源：CWEA

（4）风力发电机组环境适应性技术　随着风电开发的深入，市场提出了不同环境适应性的机组技术要求，如在中国北方地区的低温环境、西北地区的风沙天气、西南地区的高原地形以及占中国大多数的低风速地区的市场需求。针对这些具体需求，我国开发了适应不同环境的机组。如华锐、明阳等企业在 2008 年研制了常温、低温型风力发电机组用于不同温度条件下的风电场；运达公司针对高原地区开发的高原型风力发电机组也在 2009 年取得成功并在云南大理风电场

安装；2010 年 9 月金风公司成功开发出低风速适应性兆瓦级风力发电机组，并在三峡新能源公司位于青海的风电场中得到应用。

（5）海上风电技术　自 20 世纪以来，我国的风电基本都是陆上风电，直到 2007 年中海油绥中 36-1 平台安装一台试验性的风力发电机组，才打破了这一局面。该项目使用了金风 1.5MW 直驱型风力发电机组，通过长约 5km 的海底电缆送至海上油田独立电网，于 2007 年 11 月并网发电。此后，中央气象局和以中海油、龙源、大唐为代表的企业开始了中国近海风资源的测评工作，为日后的海上风电开发打下了一定基础。

2008 年上海东海大桥近海风电场立项，项目位于临港新城至洋山深水港的东海大桥两侧 1 000m 以外沿线，最北端距离南汇嘴岸线近 6km，最南端距岸线 13km，采用了 34 台华锐 3MW 风力发电机组，2009 年开始安装并于 2010 年全部并网。该项目的落成拉开了中国海上风电发展的帷幕，也大大激发了中国风电企业对于海上风电的投资热情和研发力度。

欧洲早在 20 世纪就开始了兆瓦级海上风力发电机组的研制，其中 SIEMENS 和 Vestas 等厂商的海上风力发电机组技术已经成熟，在欧洲几十个海上风电场稳定运行。近年来，欧洲由于陆上风电发展的制约，海上风电发展加快，相应的海上风电技术也在不断突破和创新。如 2006 年 Repower 就研制出第一台 5MW 海上风力发电机组，此后 Repower、Bard 又研制出更大容量的海上风力发电机组。2000—2011 年世界主要兆瓦级海上风力发电机组研发进程如图 6-6 所示。

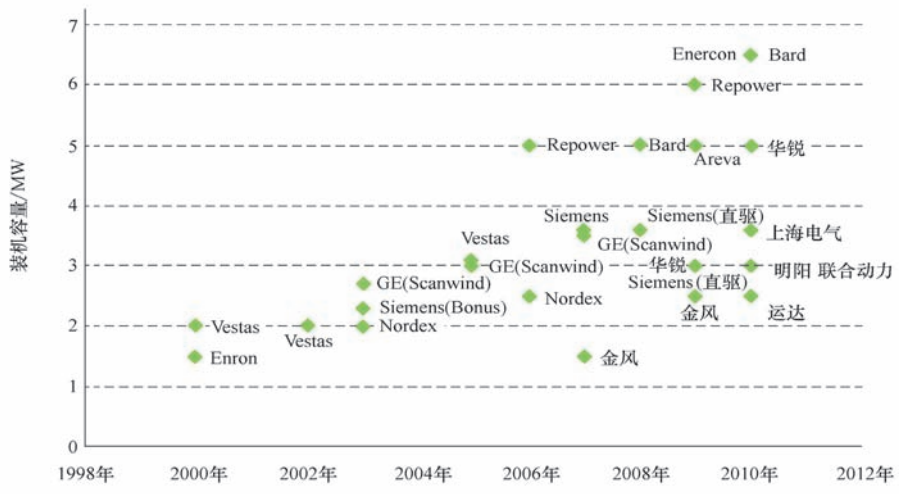



图 6-6　2000—2011 年世界主要兆瓦级海上风力发电机组研发进程

我国海上风力发电机组的研发虽然起步较晚，但在2010年已有多家企业在研制多兆瓦级海上风力发电机组，3MW风力发电机组已批量生产，3.6MW风力发电机组投入运行，5.0MW风力发电机组也已下线。尽管我国正在加大海上风电研发的力度，但由于海上风电技术的复杂性和缺乏长期运行经验的积累，在技术先进性、运行稳定性和可靠性方面我国与世界先进国家依然存在一定的差距。

### 2. 产业链建设现状

（1）中国风电产业体系发展现状　历经30多年的沉淀和积累，中国风电自2005年开始，年新增装机容量从几十万千瓦上升到了1 000多万千瓦，实现了连续六年100%的增长率。据中国风能协会最新统计数据显示，2011年中国风电新增装机容量约1 763万kW，累计装机容量约6 236万kW，分别占全球风电新增和累计装机总量的43.5%和26.2%，“双居”世界第一。在国家政策扶持和巨大市场需求的推动下，中国风电设备制造业已经成为具有国际竞争力的优势产业之一，部分风力发电机组制造企业进入全球前十强，国内制造商已经占据中国市场份额的90%以上，并开始出口海外。同时，我国风电设备制造企业的技术创新能力也不断增强，初步实现了大功率风力发电机组技术从引进消化、联合设计到自主设计的转化。市场规模的迅速扩大和技术创新能力的快速提升促进了中国风电产业的全面发展，一个集原材料、零部件、整机和服务业的完整产业体系已初具轮廓。

1）整机制造业。

① 区域布局。目前，机组制造商除原厂所在地外，新建生产基地主要位于天津、保定、酒泉、张北、包头、银川、白城、盐城等地。可以看出，随着国家万兆瓦级风电基地规划逐步浮出水面，国内整机制造企业也纷纷加快了产业布局，如金风科技、华锐、国电联合动力、广东明阳等整机企业目前均已在毗邻国家规划的风电基地建厂。这种布局由于贴近市场，可以有效降低运输成本，并可保证交货期限，对企业发展有积极的作用。

② 研发能力。2005年前后，国内机组制造商主要依靠购买技术许可证的方式进入市场，进行风力发电机组的制造。随着市场的发展，国内机组制造企业研发能力逐步提高，2009年市场供应的120个不同机型中，国内企业自主研发机型51个，占总数的42.5%，比2008年增长104%；联合设计机型25个，占总数的20.8%，同比增长150%。2008—2009年我国风力发电机组技术来源变化如图6-7所示。

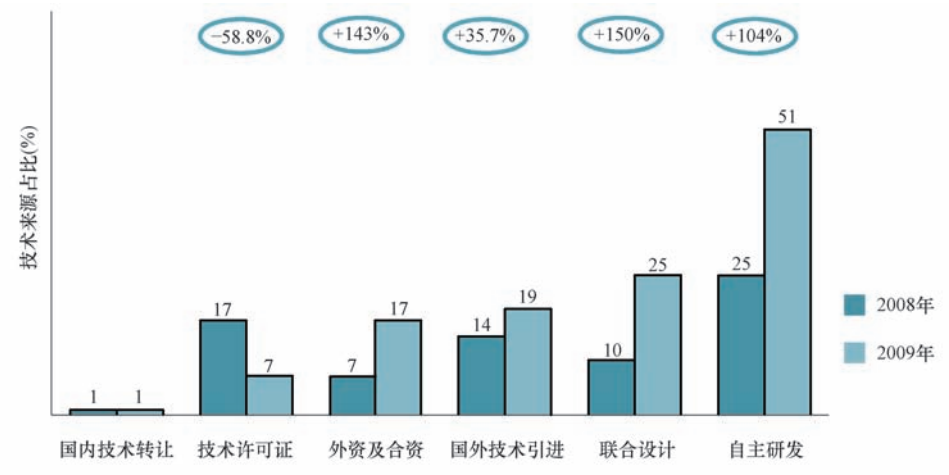



图 6-7　2008—2009 年我国风力发电机组技术来源变化

③ 生产能力。经过几年的快速发展，目前我国具备兆瓦级机组制造能力的企业数量已比几年前翻了几番，生产能力已从 2005 年前的小批量转变为现在的大批量生产。2009 年，在中国生产安装的 10 129 台风力发电机组中，兆瓦级风力发电机组占 78%。同时，中国机组制造商的装机规模也增长迅速。2011 年有 4 家机组制造商进入世界新增装机排名前 10 位，分别是金风（第 2）、华锐（第 7）、联合动力（第 8）、明阳（第 10），东汽、湘电、上海电气等也均进入了前 15 位之列。2011 年世界装机容量前 15 位风力发电机组制造商新装机容量占比如图 6-8 所示。

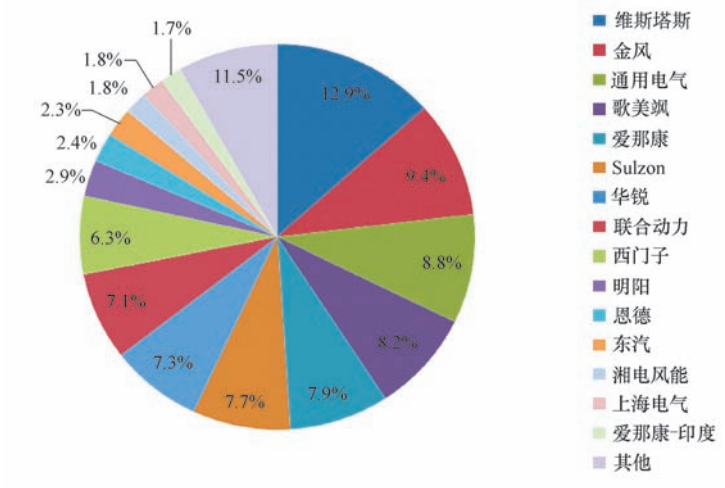



图 6-8　2011 年世界装机容量前 15 位风力发电机组制造商新装机容量占比

数据来源：BTM

④ 机组价格。由于机组制造能力的提高、规模效应带来的成本下降以及设备供应链逐渐完善，国内风力发电机组价格出现不断降低的趋势。1996—2011年风力发电机组报价变化如图 6-9 所示。2009 年机组单位千瓦平均价格已经降至 5 300 元，相对于 2008 年下降了 17%；2010 年持续下降至 4 600 元 /kW 左右。在风力发电机组设备质量提高的前提下，机组价格的降低将带来风力发电成本的降低，进一步促进风电的规模化发展。

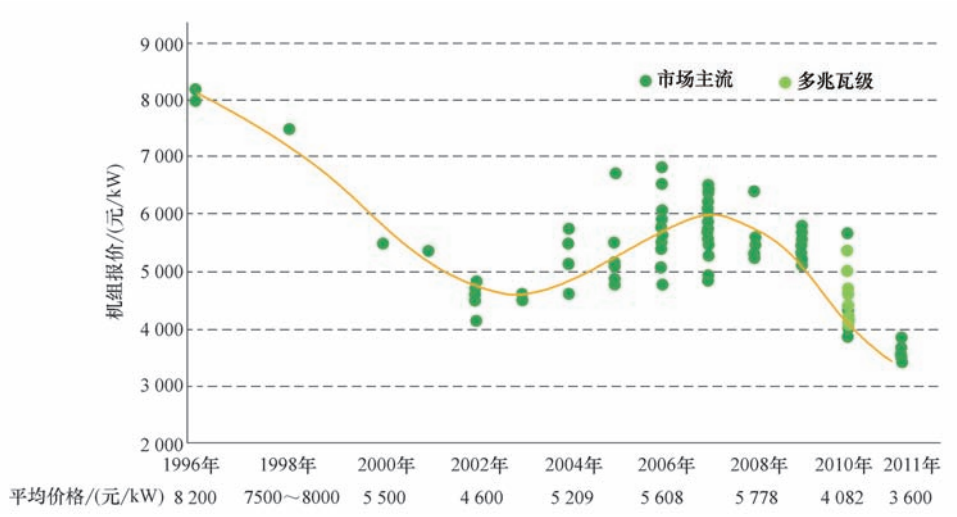



图 6-9 1996—2011 年风力发电机组报价变化

数据来源：CWEA

2）零部件制造业。

① 叶片。目前，中国风电叶片制造企业已有 50 多家，包括为自己生产叶片的整机企业和独立的叶片生产企业。在独立的叶片生产企业中，目前市场供应量较多的是中航惠腾风电设备有限公司、中复连众复合材料集团有限公司、艾尔姆玻璃纤维制品（天津）有限公司、上海玻璃钢研究院、北京玻璃钢研究院等，其他一些叶片生产企业，如世纪威能、时代新材、中能风电设备、艾郎风电、红叶风电也已具备一定的生产能力。外资企业如 Vestas、Gamesa、Suzlon、Norex 等和内资企业如东方汽轮机、国电联合动力、广东明阳、江苏新誉等，也自己生产叶片。综合全国情况来看，中国风电叶片生产和供应能力已能够满足市场的需求。

② 轴承。风电轴承一般包括偏航轴承、变桨轴承、发电机轴承、齿轮箱轴承和主轴轴承。其中大规格的偏航轴承、变桨轴承和主轴轴承国内已经实现批量生产，并具有很强的供应能力，主要企业有瓦房店轴承集团、洛阳 LYC 公司、徐

州罗特艾德公司、天马集团等。在风电领域使用的齿轮箱轴承、发电机轴承和大尺寸主轴轴承目前全部采用进口产品，制约当前风电设备制造业快速发展的瓶颈是齿轮箱内所使用的精密轴承市场供应严重不足。由于这些轴承质量要求高、技术难度大，国内只有个别企业在试生产、试运行，还没有形成批量供应的能力。

③ 齿轮箱。目前，主要的齿轮箱生产企业有南京高精齿轮集团有限公司、重庆齿轮箱有限责任公司、中国二重集团、大连重工集团、杭州前进齿轮箱股份有限公司以及外商独资企业 Winergy（天津）公司。此外 Gamesa 公司也在中国建立了齿轮箱厂，为自己的风力发电机组生产配套零件。当前，受国际轴承供应能力的制约，中国风电齿轮箱的生产能力也制约着风力发电机组整机制造业的进一步快速发展。

④ 发电机。为风力发电机组配套的发电机制造企业数量较多，主要有：永济电机、南车电机、兰州电机、上海电机、湘潭电机、大连天元、东风电机、南洋电机、沈阳远大电机、佳木斯电机、广州英格、西安盾安电气、Winergy 等。此外，一些整机制造企业也自己生产发电机，如 Suzlon、Gamesa、Vestas、江苏新誉、北京北重等。按照当前风力发电机组的技术要求，中国发电机的生产和供应能力可以满足市场需求。

⑤ 变流器。中国风力发电机组变流器的供应仍以进口和采购外资企业的产品为主，主要供应商有 ABB、Converteam、Ingeteam 等。国内正在研发试制的企业有北京科诺伟业、合肥阳光、许继电气、清能华福、景新电气、深圳禾望电气、艾默生网络能源（外资）等。由于变流器的生产供应充足，尽管国产化程度不高，但是目前可以满足市场需求。

（2）配套服务业

1）公共服务。

① 公共数据库。中国地域广袤，地形、气候复杂多变，这造成了我国风况的特殊性和复杂性。但遗憾的是，国际风况数据库并没有囊括任何来自于中国的测风数据，很多气象中的测风数据也没有被很好地整合起来，用于对风力发电机组载荷影响的分析和发电机组的设计。

近几年，尽管中国风电设备总体运行情况良好，但仍有叶片、齿轮箱、发电机、变流器以及变桨系统等关键零部件发生故障的现象发生，甚至还有极少数风力发电机组烧毁、倒塌等恶性事故。目前，国内关于风电设备运行及质量状况的数据库还处于缺失状态，使得风电场企业和有关部门很难及时了解各地已安装的

风力发电机组在运行中的状态和潜在问题，无法有效地跟进维护和管理，很大程度上影响中国风电产业健康、持续的发展。

② 标准、检测及认证。目前我国已初步建立风电国家标准体系。截至2010年年底，我国现行风电国家标准49个，正在制订或申报中的风电国家标准25个，内容涉及风力发电机组整机、零部件、材料、设计、测试等多个方面，有关风力发电机组的产品标准、检测标准已经基本齐全。这些标准中有些直接等同采用IEC的标准，尤其是一些重要的基本标准，例如GB/T 18451.1—2012《风力发电机组 设计要求》是风力发电机组设计和认证的基本依据，该标准直接等同采用了IEC 61400-1标准，但该标准是否适合中国风况的具体特点、是否完全适应中国的风况及气候特点尚未经过验证。

伴随着中国风电产业的发展，产品检测、认证的能力也已经逐步培养起来，包括北京鉴衡认证中心、中国船级社在内的认证机构，检测手段不断完善，专业队伍逐步形成，有关的研发、测试、认证能力也不断得到提升。除此之外，一些国际认证机构也在中国设立办事机构，以提供检测、认证等方面的服务。依托检测认证机构，中国初步形成了风电设备自愿性检测认证体系，相应软、硬件检测认证条件逐步完备。但目前国内还没有一个较为全面的大型风力发电机组关键零部件综合检测平台，严重影响我国风电自主创新及制造能力的提高，制约风电产业的发展。

2）人才队伍。中国风电技术创新能力不足的根本原因是缺乏高素质的风电专业技术人才。目前，从事风电的技术骨干多数是从其他行业转移而来，缺乏系统掌握风电理论并具有风电工程设计实践经验的复合型人才。尽管国内部分大专院校已经构建了中国风力发电人才教育的平台和培养基地，并开设了风能与动力工程等风电相关专业，但还远不能满足风电企业的用人需求。

目前，中国风电企业除了引进人才之外，也加大了对在职员工的培养力度，对新入职的专业技术人员进行岗位培训，将技术骨干送到国外进行培训。此外，通过建立风电职业技术培训中心和开设各类培训班来提升国内风电技术人员特别是一线高级技工的整体素质。

3）保险业。近几年，随着国内十几台风力发电机组倒塌事故的发生，越来越多的设备厂商开始正视风电装备的质量问题，考虑寻找金融资本的庇佑，以防在遇到质量风险后能确保损失的降低。2010年11月，国家能源局启动针对风电设备质量问题的专项调查，无疑为国内保险公司增大了业务拓展的

可能。

保险公司承保风电项目有更高的保险费率和严格的风险管控措施，但高额的赔偿金让承保公司处于亏损或微盈利状态，大部分保险公司对承保风电项目仍持谨慎态度。对保险公司而言，目前承保的风险主要是来自两方面：一是保险公司开展风电保险的时间不长，自身数据记录并不多，而风力发电机组企业的机组运行数据又非完全透明；二是整机厂商和零部件供应商在产品质量上可能存在不足，随着装机时间的增长会不断暴露。国内风电产业的快速发展，导致风险的变化和损失率的变化也很快，保险公司承保意愿不高，国际再保险公司也很难轻易接受。

## 6.3 我国风电开发面临的挑战

### 6.3.1 有效支持风电发展的政策措施

在“十一五”时期，我国实施了《可再生能源法》，制订了鼓励风电发展的分区域电价、费用分摊、优先并网等政策措施，建立了促进风电发展的政策体系，并组织了风能资源评价、风电特许权招标、海上风电示范项目建设，积极促进风电产业发展。

我国风电的发展主要是从 2003 年风电特许权招标开始规模化起步的。通过五期共计 400 多万 kW 的特许权招标，建立了规模化的市场需求，吸引了大量的资金和产业投入到风电设备的制造中，从而将中国的风电设备制造基础建立起来。2005 年《可再生能源法》颁布之后，按照法律要求，有关部门陆续出台了支持可再生能源发展的有关政策措施，基本建立了促进可再生能源发展的政策框架。在这些政策框架的促进下，风电设备制造能力不断提升，我国风电开始了快速的发展。

首先，明确发展目标。通过制定实施《可再生能源发展中长期规划》及《可再生能源“十一五”发展规划》，确定了国家可再生能源发展的近、中远期总量目标，对各级政府以及社会各界发展可再生能源起到了重要的引导作用。在 2005 年开始讨论风电发展目标时，我国的风电总装机容量才 126 万 kW，在确定的可再生能源中长期规划中，提出到 2010 年风电装机容量要达到 500 万 kW，后来在“十一五”可再生能源规划中提高到 1 000 万 kW。虽然风电的发展目标自身仅是起导向性的作用，但对市场的作用是巨大的。

其次，要求电网接纳风电并颁布了电价政策。颁布了《可再生能源发电有关

管理规定》《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》《可再生能源产业发展指导目录》《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》，并陆续出台了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》实施细则，要求电网企业全额接纳可再生能源电力，并明确了可再生能源发电根据不同的技术特点及产业化进程实行分类的电价制度。2009 年，国家出台了风电区域固定电价政策，明确了四类风电固定电价，从而基本上奠定了当前风电发展的格局。

第三，建立了支持风电发展的资金支持机制。公布了《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》等细则，建立了可再生能源发电成本费用全社会分摊机制，明确了电价附加的额度、收取的方式及用途，极大地促进了可再生能源市场的扩大。可再生能源电价附加额度从最初的每千瓦·时 1 厘，逐步增加到每千瓦·时 2 厘、4 厘和当前的 8 厘钱，使得风电等可再生能源的发展有了明确的资金保障。根据 2009 年年底《可再生能源法》的修订意见，可再生能源发展专项资金与可再生能源发电附加合并，成立可再生能源发展专项基金。

此外，还建立了促进风电发展的优惠税收体系。自 2001 年以来执行风力发电增值税减半政策，2008 年制定了专门针对风力发电进口关键零部件优惠关税。在 2008 年新出台的所得税政策中，根据制定的资源综合利用企业所得税优惠目录、公共基础设施项目企业所得税优惠目录、国家重点支持的高新技术领域划分，对参与生物质能综合利用、风力发电、太阳能发电等可再生能源项目的开发以及装备生产制造的企业给予不同程度的企业所得税优惠。

在以上政策促进下，我国风电技术快速进步，我国风电产业实力明显提升，市场规模也不断扩大。

### 6.3.2 风电并网问题

虽然我国风电产业已经取得了明显成就，但随着风电规模的不断扩大，风电发展面临着新的困难和挑战，最为突出的就是风电并网问题。

我国风电和光伏发电开发具有“大规模、高集中、远距离”的显著特点。风能资源丰富的地区主要分布在“三北”（华北、东北、西北）地区，根据风能资源分布情况及技术经济条件，开发重点放在内蒙古、西北、东北、河北、东南沿海及近海岛屿等风能资源丰富的地区。规划建设的万兆瓦级风电基地，除江苏沿海风电基地外，其他大型风电基地所在地区负荷水平较低、电力系统规模较小、风电就地消纳能力十分有限，不能满足风电开发的要求，一些地区

限制风电出力的情况严重。根据中国可再生能源学会风能专业委员会统计，2012 年全国约有 200 亿 kW·h 左右的风电电量由于被限发而损失，约为 2011 年的 2 倍。按中国电力企业联合会公布的 2012 年供电标准煤耗 326 克 /（kW·h）测算，这些损失的电量折合标准煤超过 650 万 t，造成的直接电费损失高达 100 亿元左右。

作为我国限电最为严重的东北电网区域，蒙东、辽宁、吉林和黑龙江等地区的风电限电量约占全国限电总量的 50%，其中蒙东、吉林等地区的风电平均利用小时数已低于 1 500h，同比下降 20% 和 12%。华北电网区域，蒙西风电限电量居全国首位，直接导致该区域的限电量占全国的比例超过 30%。西北电网区域，由于甘肃风电限电较为严重，使得该区域的限电损失也较大，风电平均利用小时数从 2011 年的 1 824h 下降到 2012 年的 1 645h。作为受限电影响最小的华东和南方电网区域，各省份对风电的消纳和利用高于其他省份，风电平均利用小时数基本在 1 800h 以上。表 6-2 示出 2011 年、2012 年全国各电网区域风电平均利用小时数。

表 6-2　2011 年、2012 年全国各电网区域风电平均利用小时数

| 电网区域 | 省（自治区、直辖市） | 平均利用小时数 /h | |
|---|---|---|---|
| | | 2012 年 | 2011 年 |
| 国家电网 | | 1 869 | 1 928 |
| 东北电网 | 蒙东地区 | 1 499 | 1 863 |
| | 辽宁 | 1 732 | 1 802 |
| | 吉林 | 1 420 | 1 610 |
| | 黑龙江 | 1 780 | 2 008 |
| | 平均 | 1 490 | 1 816 |
| 华北电网 | 蒙西地区 | 1 922 | 1 829 |
| | 京津唐地区 | 2 167 | 2 214 |
| | 冀南地区 | 1 883 | 1 908 |
| | 山西 | 2 149 | 2 113 |
| | 山东 | 1 986 | 2 028 |
| | 平均 | 2 029 | 1 982 |

（续）

| 电网区域 | 省（自治区、直辖市） | 平均利用小时数 /h | |
|---|---|---|---|
| | | 2012 年 | 2011 年 |
| 西北电网 | 陕西 | 1 997 | 1 779 |
| | 甘肃 | 1 645 | 1 824 |
| | 青海 | 1 474 | |
| | 宁夏 | 1 889 | 1 926 |
| | 新疆 | 2 450 | 2 317 |
| | 平均 | 1 853 | 1 924 |
| 华中电网 | 河南 | 1 907 | 2 308 |
| | 湖北 | 1 621 | 1 955 |
| | 湖南 | 1 814 | 1 936 |
| | 江西 | 2 380 | 2 340 |
| | 四川 | 2 476 | 1 781 |
| | 重庆 | 1 773 | 2 166 |
| | 平均 | 1 844 | 2 085 |
| 华东电网 | 上海 | 2 363 | 2 703 |
| | 江苏 | 1 958 | 1 849 |
| | 浙江 | 2 082 | 2 014 |
| | 安徽 | 1 682 | 1 791 |
| | 福建 | 2 803 | 3 096 |
| | 平均 | 2 292 | 2 204 |

（续）

| 电网区域 | 省（自治区、直辖市） | 平均利用小时数 /h | |
|---|---|---|---|
| | | 2012 年 | 2011 年 |
| 南方电网 | 广东 | 1 847 | 1 638 |
| | 广西 | 1 655 | 1 700 |
| | 云南 | 2 555 | 2 440 |
| | 贵州 | 2 069 | 2 230 |
| | 海南 | 1 845 | 2 135 |
| | 平均 | 2 265 | 1 801 |
| 全国平均 | | 1 890 | 1 920 |

数据来源：国家能源局

从可再生能源发电当前的发展形势来看，可再生能源电力进一步发展的瓶颈，已从过去技术装备能力方面的约束，转变为市场和体制方面的制约。国家在2009 年年底对《可再生能源法》进行了修正，提出“国务院能源主管部门会同国家电力监管机构和国务院财政部门，按照全国可再生能源开发利用规划，确定在规划期内应当达到的可再生能源发电量占全部发电量的比重，制定电网企业优先调度和全额收购可再生能源发电的具体办法”。但目前风电的发展形势表明，通过一致认可的方式在实际中落实“全额保障性收购”存在着明显的难度。为此，国务院在 2010 年发布的《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》中，指出将“推进体制机制创新，深化重点领域改革”，并提出要“实施新能源配额制，落实新能源发电全额保障性收购制度”，并将实施配额制作为促进新能源发展的重大体制机制创新手段。

从我国现有的可再生能源发展政策环境来看，虽然我国已经基本确立了鼓励可再生能源发电的政策框架，但包括上网电价、财税优惠、费用分摊等政策，主要着眼于支持可再生能源设备制造企业及可再生能源项目开发企业等对象。从开始对制造业出现产能过剩的担忧及风电连续多年翻番发展的形势看，已达到了政策最初的设计目的。但在推进上述发展思路的过程中，仍有两个关键方的责任义务没有得到很好的定位和平衡，其相关的潜力也没有得到深入挖掘，从而形成了

制约可再生能源进一步大规模发展的瓶颈。

一是在当前的市场环境下缺乏对电网企业利益诉求的响应机制。在当前的政策体系下，除对专门为发展风电等可再生能源上网而发生的输变电投资和运行维护费用有补贴外，对电力系统因发展可再生能源而增加的系统管理和运行成本，没有建立相应的成本核算及补偿机制。事实上，在当前输配没有分离、电力交易没有放开的情况下，也无法做到应有的核算和补偿。因而，对电网企业发展可再生能源而言，更多的是强调电网企业的社会责任。随着可再生能源规模越来越大，在体制机制的刚性约束下，作为垄断性的经营企业，电网公司的利益诉求没有及时获得市场响应，电力系统内各类不同的资源因可再生能源发电数量的增加而带来的利益冲突，无法通过合理的体制安排得以疏导，可再生能源上网难的问题越积累越突出。换言之，在当前的电力市场环境和体制下，已无法通过更加公平、合理的政策手段，去敦促电力系统采取必要的措施，来切实落实可再生能源的全额保障性收购。

另一个是没有明确地方政府发展可再生能源的责任和义务。当前，很多“三北”（东北、华北和西北）资源丰富地区都把发展可再生能源作为促进地方经济发展的重要手段，在没有落实市场消纳归属的前提下，提出了过高、过快的发展目标，部分地区无视发展节奏，提前透支了本地的发展潜力，加剧了风电并网和消纳困难的局面。对很多东中部电力负荷集中、消纳市场空间大的地区，却没有让本地区电力消费市场为风电等可再生能源电力提供统筹消纳服务的制度安排，在当地建设更多的火力发电带来直接 GDP 收入往往是最实际的选择，即区域内或区域间统筹资源、加大系统内可再生能源消纳能力的潜力没有挖掘。事实上，从风电等可再生能源大规模发展的前景来看，对已有电力市场形成最大冲击的对象无疑就是火电，需要通过减少火电发电利用小时数，来为生产更多的风电提供空间。但无论对于可再生能源资源丰富还是不丰富的地区，按照当前的市场运行规则，在没有强制性要求的前提下，火电企业的发电计划指标都不可能为可再生能源电力作出实质性的让步，这直接导致了“全额保障性收购”实现起来难度极大。

总的来看，在现有以管理常规电力系统为主建立起来的电力体制及机制环境下，没有建立鼓励可再生能源发电“发”“输”“用”协调一致发展的机制，也难以独立形成支持可再生能源电力消纳的市场机制。随着可再生能源电力规模的不断扩大，在当前的电力市场环境和体制下，现有的经济激励手段和各种缺乏约

束力的政策措施已无法保障可再生能源电力顺利进入电力市场。

为了更好地鼓励可再生能源电力的发展，同时促进可再生能源“发电”“输电”“用电”环节的有效衔接，在当前的机制条件下，有必要通过对所有环节的主要参与者制订强制性的要求，以共同促进可再生能源电力的发展。从当前以风电为代表的可再生能源发电面临的主要矛盾来看，解决风电上网和消纳困难是主要的目标。在这种情况下，有必要通过配额制的建立，将“发”“输”“用”有机结合在一起，其方式是通过对可再生能源电力消费主体、可再生能源电力输配主体和可再生能源电力生产主体提出可量化考核的强制性要求，从而达到落实“全额保障性收购”的目的。地方政府作为“电力消费主体”的可考核代表，承担完成一定比例的配额任务，电网公司作为可再生能源输配的主体，是地方政府配额指标的实施责任主体。虽然当前的固定电价政策已确保了可再生能源电力生产具有一定的吸引力，但从确保配额应具有一定的数量保障的角度出发，需要对一定规模的火电企业，按照承担一定社会责任的原则出发，提出一定比例的配额要求。2012 年 12 月 28 日，国家能源局发布了《关于征求可再生能源电力配额管理办法意见的通知》，对发电企业、电网企业和各省（自治区、直辖市）人民政府提出了在一定期限内开发、收购、消纳可再生能源电力数量或比例规定的最低要求。可再生能源配额制的出台将为可再生能源发展提供最基本的保障，这也是确保实现 2020 年非化石能源占能源消费总量 15% 的比例目标的重大保障措施。

目前国家已经在制定单位 GDP 能耗降低目标的同时，提出要实施“合理控制能源消费总量”，将能源发展模式从“敞口供应”，转变为“天花板”限制供应的新兴模式，能源发展约束性指标也从“强度”的单控，转变为“强度”和“总量”的双控模式。其中，在合理控制能源消费总量的总体思路中，其核心是控制以煤炭为主的化石能源消费，应将可再生能源从“合理控制能源消费”的控制对象中划除，将发展并消费可再生能源作为一项鼓励地方政府本地消纳可再生能源的动力。只有解决了发展的动力，才能充分挖掘各方面的潜力，切实保障“全额保障性消纳”目标的实现。

### 6.3.3 质量与成本

虽然我国的风电产业在产量上已经处于世界领先位置，但在风电设备质量和可靠性方面，与国外成熟的产品相比，仍存在一定的差距。根据国家电力监管委员会的统计，2010 年以来，我国风力发电机组故障频发，且呈上升趋势，

故障主要集中在风力发电机组变桨系统、变频系统、电气系统、控制系统、齿轮箱、发电机、偏航系统等部位。2011 年还发生了十几起风电设备倒塌、烧毁的事故，有些甚至造成了人员伤亡，虽然与我国风力发电机组安装总量接近 4 万台相比，这个数字并不大，但随着安装量的增加，发生故障和重大事故的频率也在增长。特别是在风电并网性能方面，风力发电机组的可靠性较差，尤其是国产风力发电机组，2011 年连续在酒泉、张家口、吉林等风电集中开发区域发生多起风力发电机组大面积脱网事故，这些事故对电力系统的安全稳定运行造成了不利影响。

### 6.3.4 技术创新的挑战

近年来我国风电的规模化发展，极大地促进了风电设备制造业的技术进步。目前，1.5MW 和 2MW 风力发电机组成为我国风电场的主流机型，3MW 机组已研制成功并批量投入运行考核，5 ～ 6MW 的大型陆上和海上风力发电机组已相继下线。此外，发电机、叶片、齿轮箱等风电设备关键部件已实现了国产化，变流器和关键轴承等核心部件也开始实现批量自主化生产，初步形成了具有竞争力的制造产业链。

虽然我国风电技术水平有了明显进步，并利用“十一五”的风电规模化发展机遇，迅速实现了单机容量从千瓦级向兆瓦级跨越发展，建立了较为完备的风电产业链，但总的来看，我国的风电产业主要是在技术引进的基础上，经过消化吸收和再创新实现了跨越式发展，才形成了现有的产业规模和生产能力。目前国内风电设备制造企业主要依靠引进技术，大部分企业没有掌握风力发电机组的设计技术，机组设计和关键技术研发仍然依赖国外，国内低层次技术的同质化竞争十分严重。

与国外先进的技术水平和装备研发制造能力相比，我国总体上缺乏具有长期技术积累、为行业发展提供基础性和共性问题研究的风电技术研究机构。与我国风电迅猛发展的态势相比，从事风电基础研究和技术开发、解决产业发展关键和共性技术问题的能力相对薄弱。

为了改变我国风电基础性研究和创新能力不足的问题，2010 年国家宣布成立风电叶片研发（实验）中心、大型风电并网系统研发（实验）中心、海上风电技术装备研发中心等国家级风电研发机构，这些机构主要依托现有科研机构或企业，利用这些机构的研究队伍和研究技术手段，加快促进我国风电研发能力的提高和风电行业整体创新能力的提高。

### 6.3.5 人才的挑战

风电是典型的新兴产业，涉及空气动力学、机械、电力电子、材料、工程设计等多个学科，需要专门的知识培训体系，才能造就行业需要的专业素质人才。虽然我国在能源领域已经具备了一定的人才队伍基础，但从风电市场快速增长过程中所呈现的人才短缺现象来看，人才存量不足、高素质人才队伍缺乏以及后续人才队伍培养能力不足，已经成为制约我国可再生能源产业发展的一个主要瓶颈，不利于行业核心竞争力的长期塑造与培养。很多风电领域的人员是从其他传统能源或相关领域转行而来，没有接受系统、专业的风电基础知识培训，风电的业务能力是“边干边学”的方式逐步积累起来的。一些风电场运行维护人员没有经过严格的操作培训，缺少风电专业技能和实际工作经验，事故发生时操作人员未能及时采取有效的处理措施，导致事故扩大，给风电设备的安全运行带来隐患。高素质专业技术人才的缺乏，不利于风电行业整体竞争力的塑造。

为满足当前风电发展形势的要求，适应未来风电规模化发展的需求，国家在近年逐步把风电等新能源纳入了高等教育、职业教育和技术培训体系，在华北电力大学、华中理工大学、河海大学等高校设立了相关专业，并依托企业的相关技术培训机构，培养多层次的新能源专业人才，以满足技术创新和产业发展的需要。

### 6.3.6 产业链延伸——产业服务体系建设

通过“十一五”期间的风电大规模发展，总体上看，我国基本建立了与风电发展相适应的产业服务体系。为摸清全国风能资源家底，已系统组织开展了多次全国风能资源评估工作，建立了全国风能资源分布图谱，基本掌握了我国风能资源总量及分布特点。为建立可以提供公共服务的技术研发平台，依托骨干企业和科研院所，设立了一批国家级风电技术研发中心，加强了检测认证机构的能力建设，并建设了各类试验风电场，以满足风电相关的各类技术试验研究。此外，颁布实施了一系列产业技术标准，为风电产业发展提供了技术支撑。

虽然建立了相对完善的风电产业服务体系，但从当前风电产能相对过剩、风力发电机组质量事故频发以及风力发电机组并网技术能力水平不高等情况看，我国风电的产业服务仍有待加强。特别是需要进一步加快推进风电检测、认证体系和相关能力建设，同时在整合和完善现有标准资源的基础上，进一步完善风电标准体系，形成符合我国国情的标准体系。此外，为进一步了解风电运行情况，要加快风电运行情况监控，建立风电场远程监测体系，建立风电设备运行和质量报告制度，从而形成促进风电产业持续健康发展的产业监测和服务体系。

### 6.3.7 海上风电开发的挑战

我国大陆海岸线长 18 000km，可利用海域面积超过 300 万 $km^2$，海上风能资源丰富。经初步评价，近海浅水水域风能资源可开发量约为 2 亿 kW。我国海上风能资源条件最好的地区在台湾海峡，其次是广东东部、浙江近海和渤海湾中北部。

随着陆地风电建设规模的不断扩大，陆上适合开发的风能资源和土地资源逐渐减少，海上风电越来越受到世界各国的重视。海上风电具有资源丰富、发电利用小时数高、不占用土地和适宜大规模开发的特点。目前，欧洲是海上风电发展最好的地区，2011 年海上风电累计装机容量达到 381 万 kW。我国海上风电发展起步较晚，但进展较快，已从项目示范阶段向规模化应用过渡，特别是东南沿海万兆瓦级风电基地的建设，通过海上特许权招标的形式，有效降低了风电发电成本，对我国沿海风电场的建设起到推动作用。2010 年 2 月，上海东海大桥 10 万 kW 试验风电场顺利并网发电。2010 年 5 月，我国组织了江苏海上 100 万 kW 特许权招标工作，开展了全国海上风能资源评价和海上风电规划工作，同时组织制定了海上风电开发建设管理办法和实施细则。在可再生能源发展“十二五”规划中，提出了到 2015 年建设 500 万 kW，到 2020 年建设 3 000 万 kW 的海上风电发展目标。

为了紧跟海上风电发展潮流，我国风电设备制造企业正在抓紧研制适用于海上的大型风电机组。目前批量应用的只有华锐风电公司的 3MW 机型和金风科技的 2.5MW 机型，华锐风电、金风科技、湘电风能、国电联合动力、上海电气集团等风电设备制造企业正在研制 3MW 级和 5MW 级以上的机组。目前，湘电风能 5MW 机组、华锐风电 5MW、6MW 机组、东汽 5.5MW 机组已下线，预计将有更多的大型风电机组下线进入试运行阶段。

从全球范围来看，海上风电的发展已有 30 多年的历史，但是海上风电技术依然面临诸多难题还未解决，仍然处于示范研究阶段，距离规模化、商业化发展还有很多路要走。我国海上风电起步较晚，面临着技术不成熟、工程建设经验缺乏、产业链不够完善等许多问题。

首先，阻碍海上风电发展的最大障碍是技术难题。与陆地风电相比，海上风电建设与管理更为复杂，风电技术可靠性要求更高，机组的运行环境更加恶劣，施工和管理难度更大。现阶段海上风电机组的可靠性仍然有待提高，在盐雾腐蚀、海浪冲击、强台风天气等恶劣环境下的技术还不成熟，还不能完全解决以上技术

难题。另外，海上风电机组在安装和维护时需要专业的工程船舶，在专业船舶的设计和制造方面，也需要大量的技术创新。海上风电的特殊环境使得海上风电的运行维护成本大幅增加。此外，海上风电技术与欧洲先进水平差距较大。目前，欧洲海上风电专用 5 ～ 6MW 机型已经商业化生产，7 ～ 10MW 机型也在研制当中。我国目前海上风电场所用的最大机型只有 3MW，与世界先进水平差距明显。

其次，我国要发展海上风电，还需要建立完善的海上风能资源评价体系。我国的海上风能资源评价工作尚未系统开展，对我国适宜开发海上风电的海域情况和地质情况都没有进行系统的详查，海洋水文测量、海底地质勘察工作也很薄弱，还没有建立起海上风电开发的资源数据库，现有的海洋地质、气象资料不能满足海上风电开发的前期工作需要，无法为海上风电前期规划和布局选址工作提供有力的支撑。

再次，我国海上风电的技术成熟度和经济性有待提高。目前，我国适宜海上风电建设的 5MW 及以上大容量机组还处于测试和试运行阶段，海上风电设备的可靠性有待检验。同时，缺乏能适应多种建设条件的施工设备，对海上风电基础的设计、施工技术装备、事故诊断及运行维护都未形成完整的技术体系。离岸的变电站和海底电缆输电技术水平较低。此外，海上风电与陆上风电相比，风电机组设计的要求更高，建设施工、运输、运行维护等环节难度很大，整体建设成本和运行维护成本都较陆上风电大幅提高。目前，海上风电的开发成本约是陆上风电的 2 ～ 3 倍，因此其单位千瓦时成本也远远高于陆上风电。海上风电的发展在一定时期内还要依赖国家政策支持，以保障其盈利性和可持续性。

第四，我国海上风电产业链尚未形成。我国海上风电产业链的发展刚刚起步，很多环节缺乏专业化的企业和队伍。基础施工技术，相关运输、安装、海缆敷设等技术及设备研发还处于探索阶段，海上升压站、先进海底电缆以及轻型直流输电技术装备还缺乏工程实践。由于目前海上风电建设规模不大，有些环节的零部件企业还没有真正加入进来，关键零部件还需依赖进口。与国外相比，海上风电产业的配套金融服务产业还未形成。

第五，技术规范体系不完善。海上风电还没有相应的标准体系，难以对工程勘察、施工、运输、安装、运行维护等方面进行有效指导，缺乏对海上风电技术和经济风险的有效管理。积累海上风电开发经验，不断完善海上风电的各项技术标准，提升我国海上风电产业水平，是未来海上风电产业的重要任务。

第六，多部门管理协调衔接不够。海上风电开发涉及海洋、气象、军事、交

通等领域，管理环节多。国家能源局与国家海洋局共同制定了海上风电开发建设管理办法和实施细则，但仍需要省级各部门加强统筹协调，特别是省级能源主管部门需要同海洋管理部门主动协调好海洋功能区划、海洋经济规划及沿岸发展规划的关系，形成从上到下、多部门协同推进海上风电发展的管理体系。在这种管理模式下，还存在各部门对海上风电发展认识不统一的情况。第一批海上风电特许权招标项目核准就出现了审批迟迟通不过的问题，导致第一批海上风电特许权招标项目无法按时进行。

综上所述，我国海上风电刚刚起步，还需不断积累经验。“十二五”期间，我国将积极稳妥地推进海上风电开发，推动海上风电技术进步，在机组制造、工程设计、施工安装、运行维护等全产业链培育海上风电工程技术能力，不断提高海上风电产业整体竞争力。

# 第 7 章

# 我国未来风电开发路线图

## 7.1 路线图制订的重要性

路线图是一项战略性计划，描述了组织为实现既定成果和目标需要采取的步骤。路线图清楚地概述了任务之间的联系以及近期、中期和长期行动重点。规划能源技术路线图的目的是为了支持特定类型的能源技术的开发。通常所涉及的人员包括技术专家、政策专家和研究人员，他们一起为某一技术的研究、开发和推广制订绩效目标，确定实现途径、优先事项和时限。同时，路线图可以提供坚实的分析基础，便于国家制订相应政策，使各行业能够开发具体的技术。

对于国家级能源路线图，受众一般包括：

1） 能源、环境、自然资源和基础设施等部门的政府决策者。

2） 财政部门或经济部门的政府决策者。

3） 省级和地方政策的制订者和监管人员。

4） 能源部门的决策者，特别是生产或消耗大量能源行业（如电力工业、自然资源行业、农业和能源密集型产业）的决策者。

5） 参与研究具体能源技术和商业化配套政策与融资机制的主要科学家、工程专家、政策专家、社会科学家和业务专家等。

6） 参与低碳能源研究和倡导的非政府组织。

## 7.2 路线图制订的方法

路线图制订过程中要确保共同目标。制订一个路线图一般包括两类活动（专家论证和共识、数据和分析）和四个阶段（规划和准备、设定愿景、制订路线图、落实和修订路线图）。路线图制订工作完成后，落实和更新才能实现路线图中规划的愿景和目标。

### 1. 专家研讨会和建立共识活动

专家研讨会和建立共识活动是制订有效技术路线图过程的核心。研讨会聚集了来自技术、政策、经济、金融、社会科学和其他学科领域的专家，共同制订路线图目标和里程碑，识别差距，建立共识，确定优先事项并分派任务。专家论证往往需要在数据和分析的方案之中作出选择。

### 2. 数据和分析活动

专家论证要以良好的数据和分析为基础条件，并设定里程碑和目标，从而实现路线图的总目标。这些数据分析由分析师和技术专家团队用可靠的数据、分析建模工具和技术手段来完成。数据和分析活动的深度将取决于所获得数据的数量和质量以及路线图制订团队可用的时间、资源和分析能力。

有效的数据分析来自良好的国家基础数据，其中包括当前能源供应状况、能源消耗状况、能源成本和转化效率等。更详细的分析，可以用国家经济模型和人口模型预测人口增长和市场需求。

### 3. 规划和准备阶段

在规划和准备阶段，承担路线图制订工作的团队需要回答以下几个问题：

1）路线图制订工作的边界条件是什么？

2）路线图要考虑哪些技术领域或哪些类别的技术？要考虑哪些能源或使能部门？

3）路线图制订工作的时间框架是什么？该路线图是一个 5 年计划、20 年计划还是 50 年计划？

4） 所涉及的技术发展状况如何？包括当前的设备安装情况、潜在的节能效益、成本、效率等。

5）负责路线图制订工作的部门将如何落实和使用最终的路线图？

6）该路线图是否主要用于国家政府的决策？

7）该路线图是否需要让民营企业、私营部门参与？

8）现有哪些工具或分析（如其他路线图）可用于当前路线图的制订？

### 4. 设定愿景阶段

设定愿景是定义预期的技术推广路径的过程。这一过程包括建模和情景分析，这是用来定义可能的未来情景的重要工具。建模中通过评估国家人口增长的基本数据，把对自然资源和经济增长的预期转化为未来不同能源状况的预期，以及未来环境结果的预期，通过这种分析来设定哪些是未来实现的愿景。

路线图的成功制订通常要召开愿景研讨会。由专家开会讨论，并最终达成共识，确定所希望的未来情景。愿景研讨会由政府领导、资深行业代表和主要研究人员参加。

### 5. 路线图制订阶段

一旦愿景确定，路线图制订阶段就开始了。这个阶段要通过分析和专家论证

来确定达到预期愿景所要求的活动、工作重点和时间表。

研讨会可以把规划和准备阶段确定的利益相关者和专家聚集在一起，通过头脑风暴活动和分析征询各自的意见。在路线图文件起草过程中，要把分析、建模和专家讨论的结果列入文件草案，然后组织人员对路线图进行评审。一般情况下，路线图初稿先在所有参与人员（项目牵头人、指导委员会成员、研讨会参与者）之间进行评审，然后再由外部专家进行审议和评论，以便制订最终的路线图。

#### 6. 路线图落实和调整阶段

路线图制订完成后，就进入到路线图落实和调整阶段。

在落实路线图的过程中，需要完成相应的前期工作：项目研究、技术示范、政策进步、法规变化和财政承诺。这些步骤要在指定的时间框架内完成，以便实现该路线图的最终目标。路线图落实过程中，监管机构应追踪各种利益相关者的工作情况，在项目完成时收集汇总结果，作为进度追踪信息。

实际上，虽然路线图规定了目标和相应的行动，但是整套行动往往得不到全面落实，原因是利益相关者集团内出现分歧或者资源限制。通常，路线图的落实中会针对某些重点领域采取行动，而另一些工作会被分散或忽略。虽然技术突破、规范更新或政策创新可能导致某些进度更快，但总体进度往往比路线图中设想的要慢。路线图制订者应该把这些延误看作是长期规划的局限，而不是将其视为失败。实际工程中，应当定期调整路线图以保证随着情况的变化能够实现最终目标。

## 7.3 我国未来风电开发路线图

### 7.3.1 未来风电在电力中的作用和地位

在电力需求方面，随着经济社会的发展，整个社会电气化水平将不断提高，电力需求的增长速度将高于能源需求的增长速度。预计到 2020 年中国电力消费量将达到 0.8 万 TW·h 左右，而 2030 年和 2050 年将分别达到 1 万 TW·h 和 1.3 万 TW·h。从区域电力需求的增长趋势上看，未来中西部电力需求增速将加快，但东部地区电力需求仍将有一定幅度的增长。因此从电力流向来看，未来 40 年内北电南送、西电东送仍将是主要的跨区域电力流。

风电是朝阳产业，前景光明，但现阶段确实存在着很多需要克服的障碍。一个崭新的能源产业，从技术成熟发展到真正的产业化和广泛的应用，需要 20 年甚至 30 年的时间。中国未来发展风电的方向是毋庸置疑的，但未来 20 ～ 30 年风电产业化之路应该如何走，如何培育中国特色的风电产业，要根据我国国情，

研究和提出产业发展路线图。中国风电发展路线图的提出，是为国家发展风电进行科学决策提供依据。

中国在大规模发展风电方面有良好的风能资源条件和充足的土地资源条件，有较为成熟的风电产业基础，有分布广泛和技术较为先进的电网作为支撑，尤其是中国未来持续发展的经济和今后一段时期内仍将增长的能源需求，使大规模发展风电既是必须的又是可行的。

确定风电发展战略目标的思路是：统筹考虑风能资源、风电技术进步潜力、风电开发规模和成本下降潜力，结合国家能源和电力需求，以长期战略目标为导向，确定风电发展的阶段性目标和时空布局。

### 1. 2020年前目标

考虑到电网基础条件和可能存在的约束，以发展规模化风电市场，建立具有领先技术标准和规范的风电产业体系为主要目标，以陆上风电为主，近海（含潮间带）风电示范为辅，每年风电新增装机达到 1 500 万 kW 左右，到 2020 年力争风电累计装机达到 2 亿 kW。届时，在不考虑跨省区输电成本的条件下，使风电的成本达到与常规能源发电（煤电）技术持平的水平，风电在电源结构中具有一定的显现度，占电力总装机容量的 11%，风电电量满足 5% 的电力需求。

### 2. 2020—2030年目标

在不考虑跨省区输电成本的条件下，风电的成本低于煤电，风电在电力市场中的经济性优势开始显现。但如果考虑跨省区输电成本，风电的全成本仍高于煤电；若考虑煤电的资源环境成本，风电的全成本将低于煤电全成本。风电市场规模进一步扩大，陆海并重发展，每年新增装机容量 2 000 万 kW 左右，全国新增装机中，30% 左右来自风电。到 2030 年，风电的累计装机超过 4 亿 kW，在全国发电量中的比例达到 8.4%，在电源结构中的比例扩大至 15% 左右，在满足电力需求、改善能源结构、支持国民经济和社会发展中的作用日益加强。

### 3. 2030—2050年目标

风电和电力系统以及储能技术不断进步，风电与电力系统能实现很好的融合。风电规模进一步扩大，陆地、近海、远海风电均有不同程度的发展，每年新增装机约 3 000 万 kW，占全国新增装机的一半左右。到 2050 年，风电可以为全国提供 17% 左右的电量，风电装机达到 10 亿 kW，在电源结构中约占 26%，风电成为中国主力电源之一，并在工业等其他领域有广泛的应用。

### 7.3.2 政策框架

我国关于风电发展的路线图建议（政策框架）见表 7-1。

表 7-1 路线图建议（政策框架）

| 路线图建议 | 里程碑 |
| --- | --- |
| 1. 制订实施可再生能源发电配额制度 | 2011—2012 年 |
| 2. 建立风电并网和全局消纳规则 | 2015 年，并持续到 2020 年及以后 |
| 3. 持续实施激励政策 | 持续到 2020 年及以后 |

一个稳定的、可持续发展的市场是风电大规模发展的强劲号角。风电市场的发展应该从政府的支持起步，逐步过渡到市场自身机制引导的成熟发展阶段。

发展目标根据国家的能源发展战略设定，目标可以是 50 年或更长远，关键是实现目标的落脚点，即规划。国家要制订滚动的风电发展五年规划，使发展目标成为投资者可望可及的目标。因此，应当遵循因地制宜、统筹兼顾、合理布局、有序发展的原则对风电的开发利用作出规划和统筹安排；规划内容应当包括五年发展目标和十年展望目标，为下一个五年计划的制订作好准备，还应包括主要任务、区域布局、重点项目、实施进度、配套电网建设、服务体系和保障措施等具体内容。

#### 1. 制订实施可再生能源发电配额和电网保障性收购制度

为保障风电的规模化发展，逐步建立风电市场竞争机制，需要国家制订强制性法律法规。政府应依据国家可再生能源发电总量的目标，规定电网企业的规划期内收购可再生能源发电量指标，制订发电企业的可再生能源发电比例指标，以及各地利用可再生能源发电的目标。电网企业、发电企业和地方政府应当按照指标要求制订包括跨区域调度内容的实施方案。根据可再生能源发电市场的变化，实施期可以暂时规定为 10 年。

#### 2. 完善风电并网和全局消纳规则

从历史上看，中国电力系统的发展是围绕着燃煤电厂、水电站和核电站展开的，从供电安全性、越来越大的环境压力和有竞争优势的能源价格的角度来看，利用风能等可再生能源为供电提供了可持续的解决方案，电力系统应适应这些资源，以便高质量地利用这些资源。

当前中国风电仅满足了 1.3% 的电力需求，而这一比例至少有 20 倍的上升空

间。考虑中国电力供需分布格局，应通过省网、区域电网、跨区域电网或输电专线之间的配合和协调来实现经济最优、最大化利用风电等清洁能源。

风电并网需要解决如下问题：首先，需要考虑风电的特点，调整电力系统的运营方式，保障供电的稳定性和可靠性及对风电的接入要求；其次，进行输电基础设施的扩建和改造，急需加强省内主干电网，增设跨省输电线路，以便发展风能资源富集的陆上和海上地区的风电，并在更广更大的范围和区域内实现电力平衡，最终解决和克服阻碍风电比例提高的机制障碍。当跨省解决方案饱和时，再考虑特高压跨区域和穿越区域输电。

本着优先发展可再生能源的原则，能源主管部门和电网企业应着眼于 2050 年风电累计装机 10 亿 kW 的目标，制订电网的长远发展战略和每五年的实施滚动计划。具体是，2015 年应解决跨省输电的障碍；2020 年要基本解决跨区或穿越区域输电的问题，初步应用储能和智能电网；2030 年，中国应建成覆盖全国的、互联的智能电网。

### 3. 支持风电发展的激励政策

激励政策应基于市场机制设计，使得风电最终能够脱离激励政策的扶持而在公平竞争的市场机制中持续发展。

当前，中国电力市场还缺乏公平竞争的市场环境。例如，电价的确定和电力调度规则无法体现电网可靠运行过程中能发挥不同作用电力装机的价值，典型情况是基荷、调峰或备用电源等设备的作用和价值无法体现。此外，化石能源的环境影响即外部成本没有内部化，资源的稀缺性也没有在开发成本中体现，给风电造成不公平的竞争环境。作为路线图中风电发展目标的激励政策保障措施，应在电价、税收等方面，以考虑环境外部成本、资源成本等因素的总经济成本最低为原则进行设计。同时，考虑水风、火风、核风互补，局域消纳，存储调峰平衡等。

2015 年前，首先，实施电力市场中的峰谷电价机制，使调峰或备用电源成为电力市场中最有力的竞争者并获得应有的利益；其次，研究环境税、碳税、资源税等政策，尽早为风电等清洁能源提供公平竞争的环境；第三，进一步完善风电定价机制，细化已经实施的固定电价制度，为风电产业提供合理的利润空间。到 2020 年，中国应建成全面、公平竞争的电力市场。中国风电发展的目标和布局见表 7-2。

表 7-2　中国风电发展的目标和布局

（单位：万 kW）

| 地区 | 2010 年 | 2020 年 | 2030 年 | 2050 年 |
|---|---|---|---|---|
| 蒙西基地（及周边） | 650 | 4 000 | 10 000 | 30 000 |
| 蒙东基地（及周边） | 362 | 2 000 | 4 000 | 9 000 |
| 东北基地 | 731 | 3 000 | 3 800 | 6 000 |
| 河北基地（及周边） | 378 | 1 500 | 2 700 | 6 000 |
| 甘肃基地（及周边） | 144 | 2 000 | 4 000 | 12 000 |
| 新疆基地（及周边） | 113 | 2 000 | 4 000 | 10 000 |
| 东中部及其他地区分布式陆地风电 | 743 | 2 500 | 5 000 | 7 000 |
| 近海风电 | 10 | 3 000 | 6 000 | 15 000 |
| 远海风电 | 0 | 0 | 500 | 5 000 |
| 合计 | 3 131 | 20 000 | 40 000 | 100 000 |

### 7.3.3　技术和产业支持

在市场需求和竞争的推动下，中国风电设备制造业技术升级和国际化进程逐渐加快。目前，1.5MW 风力发电机组供应能力充足，3MW 风力发电机组已投入运行，5 ～ 6MW 风力发电机组样机已下线。目前中国已成为全球发展最迅猛的风电设备研发和制造基地，吸引了美国 GE、丹麦 Vestas、德国 Nodex、西班牙 Gamesa、印度 Suzlon 等全球风电企业在国内进行新技术研发和开设工厂。但是，风电建设运营管理和风电设备可靠性仍是不容忽视的问题，变流器、变速箱轴承、控制系统等附加值高的关键零部件的直接进口或采购外资企业产品的比例仍在 50% 以上。

风电场开发已从小规模陆上风电场走向多种复杂环境的陆上和海上风电场。当前和今后一段时期内，中国风电场开发以陆上集中风电场为主，积极推进海上风电场示范项目建设，并探讨分散式并网风电项目。2010 年，首个万兆瓦级风电基地 —— 甘肃酒泉风电基地项目一期竣工，装机容量 536 万 kW；其他风电基地的建设也在积极推进，首个海上风电场 —— 上海东海大桥 10 万 kW 海上风电项目正式建成投运，国家能源局会同国家海洋局发布《海上风电开发建设管理暂

行办法》，首轮 100 万 kW 海上风电特许权项目完成招标，标志着中国海上风电建设正式启动。

### 1. 建立详细的风资源信息滚动公布机制

在 2020 年前，要制订详细的风电资源详查和评价工作路线图并予以实施，政府要加大对区域项目级风能资源详查的投入力度，为逐步实现 10 亿 kW 装机做好风电场建设前期工作和项目储备。

主要工作任务包括：一是在现有风能资源普查工作的基础上，在风能资源丰富区域内，选择部分具备条件的区域建立或进一步扩大风能资源专业观测网，利用风能资源数值模拟方法建立中、微尺度风能资源分布图谱，编写详细的风能资源评价报告，建立全国风能资源数据库；二是综合考虑各区域内资源、电网、气候、地质条件等因素，完成风电场风能资源测量与评价工作，建立全国风电场工程项目数据库，适应风电开发的政府规划、宏观选址和工程建设的需要。在以上工作基础上，政府要建立起每 3 ～ 5 年向全社会公布风能资源信息的机制，使中国风电场开发、投资成本对所有的投资者都是透明的，从而更有效地吸引各方资金投入风电开发，逐步引导风电开发走向市场竞争机制。

### 2. 完善行业管理和技术标准规范体系

为尽快研发、部署低成本和高效的技术，并使其尽快地与市场融合，需要在 2020 年前建立起完善的风电管理和市场规则体系。

（1）行业管理体系　首先，在 2015 年前应建立权威的、统一的风电发展管理体系，重点是整合各方面的国家资源，开展国家风能发展战略、规划和扶持政策的设计，建立部门间综合协调机制，统筹电网、发电、气象、技术研发、规范标准、装备制造等各个部门，以及国家风能研发机构、国家风电检测和认证中心等重要机构，协调资金和技术力量等资源的分配，负责重要工程的组织与实施，为风能发展创造良好的体制发展环境，以应对未来风电大规模发展的需要；其次，政府应在每五年发展规划中，结合风电技术的发展变化，开展一定规模的先进技术示范项目，展示技术、资源、电网与市场的有效融合。

（2）技术标准和规范体系　要完善中国的风电标准、检测和认证体系，建立健全促进风电发展的全面协调体制。首先，不断完善风力发电机组标准、检测和认证体系，在 2015 年前使所有风力发电机组必须通过认证机构的认证和检测。其次，修订中国现用 IEC 等标准，使之符合中国风况和环境条件。同时，随着更大功率和新型风力发电机组的研制和生产，需要及时更新与之匹配的产品质量标

准。此外，制订与之对应的标准、设计和认证指南作为标准实施的补充，为风电设备研发及认证工作提供具体的实施办法。第三，成立国家级风电设备检测中心和认证中心，包括风力发电机组仿真和综合测试平台，建立与国际接轨的检测和认证体系，完成必要的基础设施建设，逐步推行对整机及关键零部件的强制性检测和认证，以及金融机构保险约束机制。

### 7.3.4 人才培养

加快建立中国风能人才培养体系，利用国家技术研发机构、公共实验设施及检测认证能力体系的建设机会，并围绕风能技术咨询等产业服务需求，加强整体服务队伍的建设。

政府要加大对人才和机构等能力建设的支持力度，完善人才培养和选拔机制，培养一批风电产业发展所急需的高级复合型人才、高级技术研发人才，在重点院校开办风电专业，将风电产业人才培养纳入国家教育培训计划。选择一批相关学科基础好、科研和教学能力强的大学，设立风电相关专业，增加博士、硕士授予点和博士后流动站，鼓励大学与企业联合培养风电领域高级人才，支持企业建立风电教学实习基地和博士后流动站，在国家派出的访问学者和留学生计划中，把风电人才交流和学习作为重要组成部分，鼓励大学、研究机构和企业从海外吸引高端人才。

### 7.3.5 并网瓶颈的突破

风电并网和消纳正逐步成为制约风电开发的最主要因素。由于风电开发高度集中在“三北”地区、风电和电网建设不同步、当地负荷水平较低、灵活调节电源少、跨省跨区市场不成熟等原因，“三北”地区的风电并网瓶颈和市场消纳问题已开始凸显，弃风现象比较突出。据相关统计，2010 年 1—6 月，全国风电未收购电量为 27.76 亿 kW·h，其中华北和东北区域未收购风电电量分别为 15.88 亿 kW·h 和 10.64 亿 kW·h，分别占全国总未收购电量的 57.20% 和 38.33%，分别高于其上网电量全国占比 14.64 个百分点和 6.66 个百分点。内蒙古未收购风电电量最多，为 21.01 亿 kW·h，占全国总未收购电量的 75.68%，高于其上网电量全国占比 43.40 个百分点。

#### 1. 风电并网和消纳的挑战

按照前述发展目标，在未来 40 年内，在甘肃、新疆、蒙西、蒙东、吉林、河北、江苏、山东等地建成一批万兆瓦级大规模风电基地，到 2030 年、2050 年在蒙西等地甚至形成上亿千瓦的风电基地群。

从技术上看，电力系统的风电消纳能力主要受风电出力特性、系统负荷特性、电源结构及调节能力、外来电 / 外送电规模及运行方式、电网安全稳定评价及控制途径等因素的影响。这些影响因素也是不断变化的，决定了未来电力并网和消纳面临的主要挑战。

1）近中期（2020 年前）：“三北”地区风电并网和消纳问题突出，体制机制性障碍亟待解决。2020 年前，中国风电开发主要集中在“三北”和沿海地区的万兆瓦级风电基地，并积极开发东中部分散风电场和近海风电。但是，由于“三北”地区远离电力负荷中心，且中国电源结构以煤电为主（含大量供热机组），调节性电源和需求侧响应资源缺乏，电力系统平衡调度范围小，电网规划和建设进程与风电不协调，使得“三北”地区消纳能力、调峰能力和输电通道容量不足而成为风电大规模发展的主要障碍。

在制度层面，风力发电得到了比较有效的政策扶持，但大规模风电并网和消纳仍面临体制机制性障碍，电力体系相关方的责任、权利和利益关系亟待调整。一是电网体系仍垂直垄断，输电、配电、售电三个环节仍是一体化经营，缺乏多元化市场主体；二是电力市场交易机制仍不完善，各市场主体间和跨省区交易机制仍不完善，市场优化资源配置的基础性作用还没有充分发挥；三是电价机制尚不合理，上网电价未能反映电能的实时市场价值，费用分摊制度未能有效合理地分配电力辅助服务和输电成本。

2）长远期（2020—2050 年）：高比例风电消纳成挑战，能源体系转型势在必行。2020 年后，中国风电将继续快速发展，开发区域范围不断扩大，开发方式也更加重视分散式风电，到 2030 年风电总装机达到 4 亿 kW。但是，预计大部分装机仍将集中于上述八大风电基地周边，初步形成大批风电基地群，使得大规模、高集中风电输送和消纳任务更为紧迫。

2030 年以后，风电开发区域将继续在八大风电基地周边扩展，扩大风电基地群的规模和范围，并将进一步向高山、深海和特殊地区扩展，形成全面深度开发的格局，到 2050 年总装机达到 10 亿 kW 左右，在总电力装机中的份额将达到 26%，在发电量中的份额将达到 17%。在西北、华北和东北电网区域，风电在区域电网装机中的份额预计将超过 50%，在发电量中的份额预计将超过 25%。届时，高比例风电消纳将成为重大挑战，能源体系转型和制度创新成为必由之路。

### 2. 风电并网、输送和消纳途径

提高电力系统消纳风电的能力，需要采取涵盖技术、管理和政策层面的综合

解决策略，构建风电与电力系统协调发展的发展规划、技术路线、标准规范体系，科学安排电网运行方式和调度计划，实施灵活调度运行策略，制订完善的电力市场机制和激励政策，调动和整合更广泛的系统资源，实现电力系统最大限度消纳大规模风电。在实施路径方面，考虑到主要障碍和措施的可行性，近中期应致力于优化系统运行和消除体制机制性障碍，长远期应全面推进电力系统的技术和制度创新。

1）近中期（2015—2020 年）加强协调管理，突破体制机制瓶颈，着力扩大省区内消纳能力，有序推进跨区输送消纳。国际风电领先国家的研究和实践显示，利用当前已有技术（而不需要等待、采用昂贵的先进储能技术），通过对现行技术系统和制度进行改革创新，完善输电规划和建设，优化系统和市场运行，采取更大的平衡区域、风功率预测（及其对调度和短期能源市场的支持）、新型辅助服务、灵活发电电源、价格响应的负荷管理等措施，电力系统接入 20% 风电不存在根本技术障碍，新增成本也是适中的。

近年来，中国正在建成世界上最强大的电网系统，且先进技术和设备的应用程度较高。2009 年以来，国家电网公司还提出建设“坚强智能电网”的战略目标。国家能源局 2010 年以来组织开展的风电并网消纳研究结果表明，通过优化系统电源发展规划、优化配置抽水蓄能和燃气等调峰电源的规模及布局，合理发展跨省跨区输电规模，2020 年中国可消纳 1.6 亿～ 2 亿 kW 风电。

为此，近期应做好加强电力系统建设运行的协调管理，突破体制机制瓶颈，着力扩大省区内消纳能力，适时推进跨区输送消纳。

① 分级消纳，优先省区内消纳。考虑到远距离输电成本因素和当前省级为主体（省级政府、省级电网）的电力市场管理体制，按照先省级电网、再区域电网、后跨区全国电网的顺序制订实施消纳范围和方案。

② 加强统筹规划，协调风电、其他电源和电网建设。加大风电项目建设管理力度，确定合理的风电建设节奏和速度，使风电与电力系统建设协调发展。加快西北地区水电开发，进一步加大抽水蓄能、燃气电站等调峰电源的建设，平衡东西部煤电建设布局，进一步挖掘煤电机组的调峰能力，增强系统调峰能力。将风电建设纳入电网建设规划，优化和同步建设风电场接入及汇集工程；提前规划主网架建设，加强省内以及省网和区域电网之间的联络线建设，适时启动建设“三北”地区特高压直流外送通道。积极研究准备以适当比例打捆“三北”地区的风、光、水、火电，通过特高压直流联合外送“三华”电网，并建立输电通道系统运

行成本的回收机制。

③ 优化电力系统的运行调度，加快推进电力市场运行机制改革。制订实施风力发电机组并网技术标准，研发并普及应用先进可靠的风电短期预报技术，提高电网调度能力。扩大风电统一接入和系统调度的范围，平滑风电出力变化，增加风电容量价值，降低调峰需求和容量需求。优化使用省区内水电和火电调峰服务，增强跨省区电网互联，充分利用跨省区的错峰、水火互济等优势，提高系统接纳风电的能力。除了采取各种措施尽量增大风电消纳比例外，还应允许系统在极端情况下适当弃风，降低系统的总体成本。同时，将风电纳入电网辅助服务考核及补偿体系，探索辅助服务市场。

④ 加强需求侧管理，改善电力负荷特性。结合风力特性和负荷规律，调整峰谷电价尖峰和低谷的实施时段，以与风电发电时段相匹配。要求大工业用户采取适当的管理与技术措施，增强调荷能力。对于承担供热负荷的机组，研究余电用于供热的技术方案，考虑电驱动热泵技术供热和储热技术。通过合理的电价政策，引导用户在负荷低谷时段用电，减小系统峰谷差。另外，结合工业发展规划，引导优化产业布局和管理，挖掘消纳潜力，例如在风电基地和外送通道周边建设配套高载能负荷。

⑤ 制订保障大规模风电上网和消纳的价格政策和电力市场制度。在近期延续上网固定电价和费用分摊的基础上，制订实施基于风电项目电网友好性的上网电价奖惩政策，建立完善辅助服务的补偿或激励价格政策。加强国家指导，促进送受电双方协商确定外送电价，建议省区内输电费用在区内销售电价分摊，跨区特高压输电费用进入受端落地电价和销售电价。逐步完善和落实双方协商、可再生能源配额制和市场机制等跨区电力交易制度安排。

2）长远期（2030—2050 年）推动能源格局和电力体系转型，全面扩大消纳能力。2020 年后，特别是 2030 年以后，随着“三北”地区电力需求快速增加，抽水蓄能和天然气发电装机比例不断提高，智能电网和先进储能技术逐步得到推广应用，“三北”地区自身消纳风电的能力可望大幅增加。但由于风电开发规模也持续快速增加，风电跨区消纳规模仍将较大，且在长期内还将是一个不变的趋势。因此，在前阶段政策措施的基础上，需要全面部署应用先进技术和运行管理方式，大力推动能源格局和电力体系转型，全面扩大各地区风电消纳能力。

① 着力扩大“三北”地区内部消纳能力。西部经济发展会提升电力需求。在调度、输配电和需求侧环节大力部署智能电网技术，增加“三北”地区风电消

纳能力。特别是在负荷端，智能电网技术（及各类智能用电设备和储能设备，包括电动汽车等）的广泛深入应用，将使电力负荷具有与电源相当的灵活调节能力，大大增加电力系统消纳风电等波动性电源的能力。

② 提高“三北”风电的西电东送能力。统筹优化西电东送的输电规划和建设方案，广泛采用柔性输电技术、特高压直流输电技术、超导输电技术等，完善输电通道系统运行成本的回收机制，最大限度地优化和提高输电线路的输电能力和经济性。

③ 全面推进分布式并网用电技术和能源系统转型。随着先进储能技术、微电网技术逐步成熟，全面部署应用分布式能源技术和微电网等技术，全面建立促进和保障分布式能源运行的体制机制，推动实现能源系统转型，从根本上改善“三北”和东中部地区分散式风电的并网和消纳条件。

# 参 考 文 献



[1] 中国可再生能源学会风能专业委员会．风电中国三十年[M]．北京：中央文献出版社，2010.

[2] 国际能源署．能源技术与展望——面向2050年的情景与战略[M]．张阿玲，原鲲，石琳，等译．北京：清华大学出版社，2009.

[3] 李俊峰，等．中国风电发展报告2011[M]．北京：中国环境科学出版社，2011.

[4] 张希良．风能开发利用[M]．北京：化学工业出版社，2005.

[5] 国家发展和改革委员会能源研究所．能源技术路线图——中国风电发展路线图2050[R]．北京：国家发展和改革委员会能源研究所，2011.

[6] 李俊峰，施鹏飞，高虎．中国风电发展报告2010[M]．海口：海南出版社，2010.

[7] Max Wei, Shana Patadia, Daniel M Kammen. Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US [J]. Energy Policy, 2010 (38) : 919—931.

[8] 黄盛初，等．中国煤炭开发与利用的环境影响研究[R]．北京：煤炭信息研究院洁净能源与环境中心，2003.

[9] 中国电力企业联合会统计信息部．中国电力工业统计数据分析2010[R]．北京：中国电力企业联合会统计信息部，2010.

[10] Janet L Sawin. Renewable Energy World Review 2005 [R], 2005.

[11] Global Wind Energy Council (GWEC). Global Wind Energy Outlook 2010 [R], 2010.

[12] Danish Energy Agency. Wind turbines in Denmark [R], 2009.

[13] ENERGINET/DK. Wind power to combat climate change [R], 2008.

[14] Vestas. Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power plants based on Vestas V90—3.0 MW turbines [R], 2005.

[15] 严陆光，顾国彪，贺德馨，等．中国电气工程大典：第7卷[M]．北京：中国电力出版社，2010.

[16] 姚兴佳，宋俊．风力发电机组原理与应用[M]．2版．北京：机械工业出版社，2011.

[17] 邓英．风力发电机组控制技术[M]．2版．北京：化学工业出版社，2011.

[18] 吴佳梁，李成锋．海上风力发电技术[M]．北京：化学工业出版社，2011.

[19] European Wind Energy Association (EWEA). Powering Europe: Wind energy and the electricity grid[R], 2010.

[20] 国家能源局新能源和可再生能源司．蒙西电网风电消纳经验分析评价报告[R]．北京：国家能源局新能源可再生能源司，2012.

[21] Global Wind Energy Council (GWEC). Global Wind Report [R], 2010.

[22] Global Wind Energy Council (GWEC). Global Wind Report [R], 2011.

[23] European Wind Energy Association (EWEA). The European offshore wind industry key trends and statistics [R], 2012.

《中国战略性新兴产业研究与发展》一期书目

《中国战略性新兴产业研究与发展·风能》

《中国战略性新兴产业研究与发展·生物质能》

《中国战略性新兴产业研究与发展·太阳能》

《中国战略性新兴产业研究与发展·新能源汽车》

《中国战略性新兴产业研究与发展·工程机械》

《中国战略性新兴产业研究与发展·农业机械》

《中国战略性新兴产业研究与发展·数控机床》

《中国战略性新兴产业研究与发展·轨道交通》

《中国战略性新兴产业研究与发展·轴承》

《中国战略性新兴产业研究与发展·齿轮》

《中国战略性新兴产业研究与发展·智能电网》

《中国战略性新兴产业研究与发展·水电设备》

总 策 划　王文斌

封面设计　敬人书籍设计工作室
吕敬人+德浩

易览网
mepfair.com
中国机电产品网上展览馆

中国战略性新兴产业研究与发展

风 能

地址:北京百万庄大街22号 邮编:100037
电话 社服务中心:(010)88361066 销售一部:(010)68326294 销售二部:(010)88379649 读者热线:(010)68326643
网络 易览网:http://www.mepfair.com 机工官网:http://www.cmpbook.com 机工官博:http://weibo.com/cmp1952

ISBN 978-7-111-42594-6

ISBN 978-7-111-42594-6
定 价:150.00元